

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»

На правах рукописи



Ефремова Ирина Юрьевна

**РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ АДАПТИВНОГО
ПУСКОВОГО ОРГАНА АВТОМАТИКИ РАЗГРУЗКИ ПРИ
СТАТИЧЕСКОЙ ПЕРЕГРУЗКЕ СЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ**

Специальность 05.14.02 – «Электрические станции и
электроэнергетические системы»

Диссертация на соискание ученой степени кандидата
технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Максимов Б.К.

Москва – 2018

Содержание

Введение.....	4
1. Анализ состояния вопроса фиксации перегрузки сечений в энергосистеме пусковыми органами, формулирование цели и задач исследования.....	12
1.1. Общая характеристика противоаварийной автоматики. Автоматика предотвращения нарушения устойчивости, автоматика разгрузки при статической перегрузке и ее пусковые органы	12
1.2. Пусковой орган АРСП, выявляющий перегрузку сечения в энергосистеме, по условию статической аperiodической устойчивости параллельной работы объектов электроэнергетики	15
1.3. Степень проработанности вопросов выявления перегрузки сечений пусковыми органами АРСП, адаптивной настройки в ПА.....	22
Выводы по главе.....	25
2. Разработка и исследование алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности	27
2.1. Выбор и исследование алгоритма расчета статической устойчивости ...	27
2.2. Выбор оптимальной траектории утяжеления режима энергосистемы, расчет предельных перетоков мощности по сечению по условию статической устойчивости.....	44
2.3. Алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности.....	48
2.4. Исследование эффективности алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности на примере энергосистемы Казахстана	53
Выводы по главе.....	59
3. Разработка и исследование алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу и алгоритма определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме.....	60
3.1. Идентификация модели энергосистемы	61
3.2. Выявление слабых по условию статической устойчивости сечений в энергосистеме	68

3.3. Разработка и исследование алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу	72
3.4. Определение места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме	83
Выводы по главе.....	104
4. Разработка и исследование структуры адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу с определением места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме.....	106
4.1. Разработка структуры адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу с определением места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме	106
4.2. Адаптивный пусковой орган АРСП при реализации функции АРСП в составе централизованного комплекса АПНУ	114
4.3. Моделирование структуры адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу с определением места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме в программном комплексе Matlab, исследование ее эффективности.....	118
Выводы по главе.....	131
Заключение	132
Список литературы	135

Введение

Актуальность темы исследования

Темой исследования является разработка и исследование алгоритмов адаптивного пускового органа автоматики разгрузки при статической перегрузке (АРСП) сечения электрической сети. От условий срабатывания данного пускового органа зависит степень использования пропускной способности сечений в электроэнергетической системе (ЭЭС). Из-за того, что методы расчета уставок пусковых органов АРСП не в полной мере учитывают текущий режим работы ЭЭС, пусковой орган имеет одну уставку для различных режимов работы энергосистемы, рассчитанную для худшего режима, которому соответствует наиболее низкая пропускная способность контролируемого пусковым органом сечения. Это может привести к излишним срабатываниям пусковых органов и снижению степени использования пропускной способности сечений в энергосистеме.

В указанных условиях актуальной задачей является разработка алгоритмов адаптивных пусковых органов АРСП, которые позволят рассчитывать уставки пусковых органов с учетом режима работы энергосистемы. Решение поставленной задачи будет способствовать сокращению количества излишних срабатываний пусковых органов и повышению степени использования пропускной способности сечений в энергосистеме. Актуальными задачами, наряду с усовершенствованием пусковых органов по активной мощности, остаются усовершенствование пусковых органов по углу между векторами напряжений по концам сечения (по фазовому углу), а также определение места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме пусковыми органами, что важно для наиболее точного выбора места реализации и объема управляющих воздействий в энергосистеме, направленных на устранение выявленного небаланса мощности.

Степень разработанности темы

Существенный вклад в развитие противоаварийного управления и создание современных комплексов противоаварийной автоматики (ПА) внесли

такие специалисты, как Б.И. Иофьев [1, 2, 3, 4], И.З. Глушкин [5, 6], Я.Е. Гоник, Л.А. Кошечев [7], А.А. Окин [8, 9], В.А. Семенов [10], С.А. Совалов [11], А.Н. Комаров, А.Ф. Бондаренко, П.Я. Кац, А.А. Лисицин, А.В. Жуков [12, 13, 14], Е.А. Мошкин, А.М. Слодарж, В.А. Орлов, Б.И. Гвоздев, М.А. Эдлин, Е.И. Сацук [15, 16], М.Г. Портной, Р.С. Рабинович [17], Д.Р. Любарский [18, 19, 20], В.Г. Наровлянский [21], Г.Л. Брухис, [22, 23, 24], И.В. Якимец [25], А.С. Засыпкин [26], М.А. Хвощинская [27], Л.Н. Чекаловец [28], Ф.М. Розенблюм [29], Р.А. Вайнштейн [30], Н.И. Овчаренко [31, 32], М.А. Беркович [33, 34], В.Д. Ковалев [35, 36], А.Ф. Дьяков [37], Н.Л. Новиков, и другие.

Их работы содержат описание, исследования, и предложения по усовершенствованию общесистемных устройств ПА – автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) и локальных устройств, таких как автоматика ликвидации асинхронного режима, автоматика ограничения перегрузки оборудования, и другие. Однако, остаются актуальными вопросы усовершенствования пусковых органов АРСП, выявляющих перегрузку сечения в энергосистеме по условию статической апериодической устойчивости параллельной работы объектов электроэнергетики.

Цель работы: разработка и исследование алгоритмов и структуры адаптивного пускового органа автоматики разгрузки при статической перегрузке контролируемого сечения электрической сети.

Объект исследования: пусковой орган автоматики разгрузки при статической перегрузке сечения в энергосистеме.

Предмет исследования: алгоритмы и структура пускового органа автоматики разгрузки при статической перегрузке сечения в энергосистеме.

Задачи работы

1. Анализ состояния вопроса выявления перегрузки сечений в энергосистеме пусковыми органами, формулирование цели и задач исследования.
2. Разработка и исследование алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа автоматики разгрузки при статической перегрузке сечения электрической сети по активной мощности.

3. Разработка и исследование алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа автоматики разгрузки при статической перегрузке сечения по фазовому углу и алгоритма определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме.

4. Разработка и исследование структуры адаптивного пускового органа автоматики разгрузки при статической перегрузке сечения по фазовому углу с определением места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме.

Соответствие темы исследования паспорту специальности

Диссертационная работа соответствует паспорту специальности 05.14.02 «Электрические станции и электроэнергетические системы» в части п. 9, 10:

п. 9 «разработка методов анализа и синтеза систем автоматического регулирования, противоаварийной автоматики и релейной защиты в электроэнергетике»;

п. 10 «теоретический анализ и расчетные исследования по транспорту электроэнергии переменным и постоянным током, включая проблему повышения пропускной способности транспортных каналов».

Научная новизна

На основе сформулированных и реализованных цели и задач исследования получены новые научные результаты.

1. Разработан и исследован алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности, который позволяет рассчитывать уставку пускового органа с учетом режима работы электрической сети. Впервые метод анализа статической устойчивости по знаку свободного члена характеристического уравнения энергосистемы применен при расчете уставки пускового органа АРСП.

2. Разработан и исследован алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу, который позволяет рассчитывать уставку пускового органа для текущего режима работы энергосистемы.

3. Разработан и исследован алгоритм определения пусковым органом АРСП места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме на основе анализа изменения углов между векторами напряжений узлов схемы и скорости изменения данных углов (скольжения).

4. Разработана и исследована структура адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу, которая представляет взаимосвязь алгоритмов адаптивного пускового органа АРСП, определяющего место и значение небаланса активной мощности в энергосистеме.

Практическая значимость результатов работы

1. Применение алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности позволит повысить степень использования пропускной способности сечения и сократить количество излишних вводов управляющих воздействий в энергосистеме за счет того, что обеспечит изменение уставки пускового органа при изменении режима работы энергосистемы.

2. Применение алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу позволит повысить степень использования пропускной способности сечения в энергосистеме за счет того, что даст возможность изменять уставку пускового органа при изменении режима работы электрической сети. Кроме того, повышению степени использования пропускной способности сечения будет способствовать применение пускового органа АРСП по фазовому углу, за счет его высокой чувствительности.

3. Возможность определения пусковым органом места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме позволит наиболее точно выбирать место (узел) реализации и объем управляющего воздействия в энергосистеме, направленного на устранение выявленного небаланса мощности в энергосистеме.

4. Результаты работы используются в учебном процессе в «НИУ «МЭИ» в виде лабораторного практикума в курсе «Автоматика энергосистем» магистерской программы подготовки по направлению «Электроэнергетика и электротехника».

Методология и методы исследования

Теоретической и методологической основой исследования являются фундаментальные положения теоретических основ электротехники, релейной защиты и автоматики, противоаварийной автоматики, электромагнитных и электромеханических переходных процессов в ЭЭС.

Положения, выносимые на защиту

1. Результаты разработки и исследования алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности.
2. Результаты разработки и исследования алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу.
3. Результаты разработки и исследования алгоритма определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме.
4. Результаты разработки и исследования структуры адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу с определением места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме.

Степень достоверности

Достоверность результатов базируется на использовании фундаментальных положений теории электромеханических переходных процессов, противоаварийной автоматики, использовании применяемых в литературе допущений, согласовании результатов, полученных автором в различных программных комплексах.

Личный вклад автора

Все этапы работы выполнены непосредственно автором, в том числе: анализ состояния вопроса, формулирование цели и задач исследования [38]; разработка и исследование структуры и алгоритмов адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности и по фазовому углу с определением места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме [39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48]; моделирование функционирования адаптивного пускового органа в энергосистеме в ПК Matlab и оценка эффективности данного пускового органа [45]. Доля участия автора во всех публикациях составляет не менее 75%.

Автор выражает глубокую благодарность доктору технических наук, профессору кафедры РЗиАЭ Глускину И.З., трагически погибшему в 2017 году, за ценные советы и внимание при формировании направления научного исследования.

Апробация результатов

Основные результаты работы были доложены на региональной научно-технической конференции студентов и аспирантов «Энергия» (2015-2017 г., Иваново, ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»), международной научно-технической конференции студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика» (2016,2017 гг., Москва, ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»), конференции в рамках молодежной секции РНК СИГРЭ (2015 г., Иваново, ФГБОУ ВПО «ИГЭУ имени В.И. Ленина», НП «РНК СИГРЭ»), XXVI конференции "Перспективы развития электроэнергетики и высоковольтного электротехнического оборудования. Коммутационные аппараты, преобразовательная техника, микропроцессорные системы управления и защиты" (2018 г., Москва), на научных семинарах и заседаниях кафедры РЗиАЭ «НИУ «МЭИ» 2015, 2016, 2017, 2018 гг..

Публикации по теме исследования

По теме исследования опубликовано 11 работ, из них – 3 опубликованы в журналах, рекомендованных ВАК.

Структура и объем диссертации

Диссертация содержит: введение, четыре главы, заключение, список литературы. В диссертации основной материал изложен на 146 страницах текста, в том числе на 55 рисунках, 33 таблицах. Список литературы содержит 103 наименования.

Основное содержание работы

Во введении приведены основные характеристики работы.

В первой главе проанализировано состояние вопроса выявления перегрузки сечений в энергосистеме пусковыми органами АРСП, сформулированы цель и задачи исследования [38].

Во второй главе исследован пусковой орган АРСП по активной мощности. Проанализирована целесообразность применения метода анализа статической устойчивости по знаку свободного члена характеристического уравнения энергосистемы при расчете уставки адаптивного пускового органа АРСП. Установлено, что данный метод целесообразно применять при определении оптимальной траектории утяжеления режима рассматриваемой энергосистемы до предельного режима по статической апериодической устойчивости параллельной работы объектов электроэнергетики, для расчета предельных перетоков активной мощности по сечениям в рассматриваемой энергосистеме, и для расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП, фиксирующего перегрузку сечения. Впервые применен данный метод для расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности. Разработан алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности. Исследована эффективность данного алгоритма на примере энергосистемы Казахстана. Показано, что применение алгоритма позволяет повысить степень использования пропускной способности сечения в данной энергосистеме на 25% [48].

В третьей главе исследован пусковой орган АРСП по углу между векторами напряжений по концам сечения (фазовому углу). Проанализированы преимущества пускового органа по фазовому углу по сравнению с пусковым органом по активной мощности. Разработан алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу и исследована его эффективность на примере тестовой энергосистемы [47].

Рассмотрены вопросы идентификации модели энергосистемы, проанализирован и предложен к применению метод определения минимального достаточного количества устройств измерений и мест их размещения в энергосистеме, чтобы получить все результаты измерений, необходимые для расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП [47].

Исследован и предложен к применению метод определения слабых сечений по статической устойчивости в энергосистеме для определения мест расстановки пусковых органов АРСП [47].

Разработан алгоритм определения пусковым органом АРСП места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме на основе анализа изменения углов между векторами напряжений узлов схемы рассматриваемой энергосистемы и скорости изменения данных углов (скольжения). Это позволит наиболее точно выбирать место реализации и объем управляющего воздействия в энергосистеме, направленного на устранение выявленного небаланса мощности, вызвавшего перегрузку сечения в данной энергосистеме [45].

В четвертой главе разработана и исследована структура адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу с выявлением места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме. Данная структура представляет взаимосвязь разработанных алгоритмов. Функционирование разработанной структуры в тестовой энергосистеме смоделировано в программном комплексе Matlab. Результаты моделирования подтвердили эффективность применения разработанной структуры [45].

По результатам работы получено *заключение*, в котором изложены новые научные и практические результаты, показана область их применения, намечены направления дальнейшего развития работ.

1. Анализ состояния вопроса фиксации перегрузки сечений в энергосистеме пусковыми органами, формулирование цели и задач исследования

1.1. Общая характеристика противоаварийной автоматики. Автоматика предотвращения нарушения устойчивости, автоматика разгрузки при статической перегрузке и ее пусковые органы

Электроэнергетическая система должна работать надежно. Одним из основных условий надежной работы является устойчивость. Устойчивость – это способность системы восстанавливать свое исходное состояние после какого-либо нарушения режима, называемого возмущением. Различают два вида устойчивости. Динамическая устойчивость – это устойчивость при больших возмущениях (с высокой скоростью изменения режимных параметров, например, короткое замыкание), статическая устойчивость – устойчивость при малых возмущениях [49].

Одной из систем, обеспечивающих устойчивость энергосистемы, является противоаварийной автоматики (ПА). Противоаварийная автоматика выполняет следующие функции: автоматическое предотвращение нарушения устойчивости (АПНУ), автоматическая ликвидация асинхронного режима, автоматическое ограничений отклонений частоты и напряжения сверх допустимых пределов, автоматическое ограничение перегрузки оборудования. Важная задача возлагается на АПНУ – предотвращение нарушения устойчивости параллельной работы объектов электроэнергетики [50, 26, 8].

Для реализации поставленной задачи АПНУ выполняет следующие основные подфункции: автоматическую разгрузку при отключении одной или двух линий электропередачи или генератора (АРОЛ, АРОДЛ, АРОГ), автоматическую разгрузку при коротких замыканиях (АРКЗ), автоматическую разгрузку при статической перегрузке электропередачи (АРСП (АРПМ)) [50, 26, 8].

Для реализации указанных подфункций АПНУ осуществляет:

1. выявление возмущения в энергосистеме (пусковые органы);
2. контроль доаварийного режима (контроль предшествующего режима);
3. определение вида и значения (дозировки) управляющих воздействий для предотвращения последствия возмущений (автоматика дозировки воздействий);
4. реализацию управляющих воздействий (исполнительные устройства) [5, 26].

АПНУ может выполняться в виде децентрализованных комплексов (в данном случае выбор управляющих воздействий осуществляется в нескольких устройствах на основе местной информации). Также АПНУ может выполняться в виде централизованного комплекса (в этом случае в центральном устройстве контролируется схема и режим всего района и выбираются управляющие воздействия) [26].

АПНУ, в части реализации функций АРОЛ, АРОДЛ, АРОГ выполняется в виде централизованного комплекса и имеет иерархическую структуру, в которой выделяются три уровня иерархии.

Первый уровень иерархии представлен локальной автоматикой предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ).

ЛАПНУ осуществляет:

1. выявление возмущения в энергосистеме (пусковые органы);
2. контроль доаварийного режима (контроль предшествующего режима);
3. определение дозировки управляющих воздействий (АДВ);
4. реализацию управляющих воздействий (исполнительные устройства).

ЛАПНУ может работать как в режиме настройки от устройств второго уровня, так и самостоятельно.

Второй уровень представлен централизованной системой противоаварийной автоматики (ЦСПА). ЦСПА осуществляет настройку устройства АДВ и информационный обмен с данным устройством.

Третьим уровнем является координирующая система противоаварийной автоматики (КСПА), которая осуществляет информационный обмен и настройку ЦСПА [5, 6, 51].

АПНУ, в части реализации функций АРЗЗ, АРСП (АРПМ) обычно выполняется в виде локальных устройств. Структура АПНУ для случая исполнения в виде централизованной трехуровневой системы и в виде локального устройства приведена на рис. 1.1 [5].



Рис.1.1 Структура АПНУ

Важной подфункцией АПНУ является автоматическая разгрузка при статической перегрузке сечения (АРСП (АРПМ)). Ответственная задача при реализации данной функции возлагается на пусковые органы – фиксация перегрузки сечений в энергосистеме, по условию статической аperiodической устойчивости параллельной работы объектов электроэнергетики (фиксация достижения перетоком по сечению предельного значения) [6]. При срабатывании пусковых органов на их выводах появляются сигналы, которые используются

автоматикой дозировки воздействий, для формирования управляющего воздействия [52]. Усовершенствованию пускового органа АРСП (АРПМ), выявляющего перегрузку сечений в энергосистеме, по условию статической апериодической устойчивости параллельной работы объектов электроэнергетики, и посвящена настоящая работа.

Автоматика АРСП в новой редакции называется «автоматика разгрузки при перегрузке по мощности» (АРПМ) [53], но в связи с тем, что в работе рассматривается не только пусковой орган по мощности, но и по углу, далее по тексту будет применено название АРСП, т.к. данное название является более общим и подразумевает фиксацию перегрузки сечения как по мощности, так и по углу.

1.2. Пусковой орган АРСП, выявляющий перегрузку сечения в энергосистеме, по условию статической апериодической устойчивости параллельной работы объектов электроэнергетики

Анализируя пусковые органы АРСП, выявляющие перегрузку сечения в энергосистеме, по условию статической апериодической устойчивости параллельной работы объектов электроэнергетики, целесообразно предварительно рассмотреть вопросы перегрузки сечений, опасной для статической устойчивости и вопросы фиксации данной перегрузки.

Перегрузка сечения, опасная для статической устойчивости, может развиваться постепенно в нормальном режиме электроэнергетической системы – статическая перегрузка. Наиболее частая причина перегрузки сечения – изменение баланса активной мощности в разделяемых этим сечением частях электроэнергетической системы. Вторая причина – уменьшение пропускной способности сечения из-за недостатка реактивной мощности и снижения напряжения в узлах энергосистемы. Перегрузка также может возникнуть после аварийного возмущения (в послеаварийном режиме), когда нарушения динамической устойчивости не произошло, но новое установившееся значение перетока мощности по сечению превышает допустимое по условию статической

устойчивости [6]. Исходя из требований статической устойчивости каждое сечение характеризуется предельным по статической устойчивости перетоком активной мощности. Переток мощности по сечению не должен превышать предельный с учетом запаса.

Коэффициент запаса статической устойчивости по активной мощности в сечении (K_p) вычисляется по формуле [54]:

$$K_p = \frac{P_{np} - (P + \Delta P_{нк})}{P_{np}}, \quad (1.1)$$

где P_{np} – предельный по аperiodической статической устойчивости переток активной мощности в рассматриваемом сечении; P – переток в сечении в рассматриваемом режиме, $\Delta P_{нк}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в этом сечении (принимается, что под действием нерегулярных колебаний переток изменяется в диапазоне $P \pm \Delta P_{нк}$) [54].

Важной задачей является вычисление предельных перетоков активной мощности по сечениям. Данное вычисление зависит от способа представления энергосистемы. Чаще всего энергосистема представляется с помощью модели, состоящей из двух эквивалентных генераторов со своими нагрузками и связи между ними, т.е. с помощью двухузловой схемы, приведенной на рис. 1.2 [5].

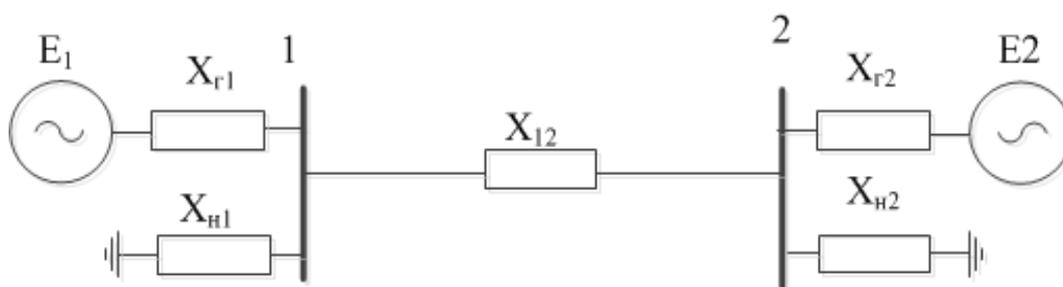


Рис. 1.2 Двухузловая схема энергосистемы

Но в реальности энергосистема представляет из себя сложную многоузловую схему, приведенную на рис. 1.3 (для примера m -узловой схемы) [5].

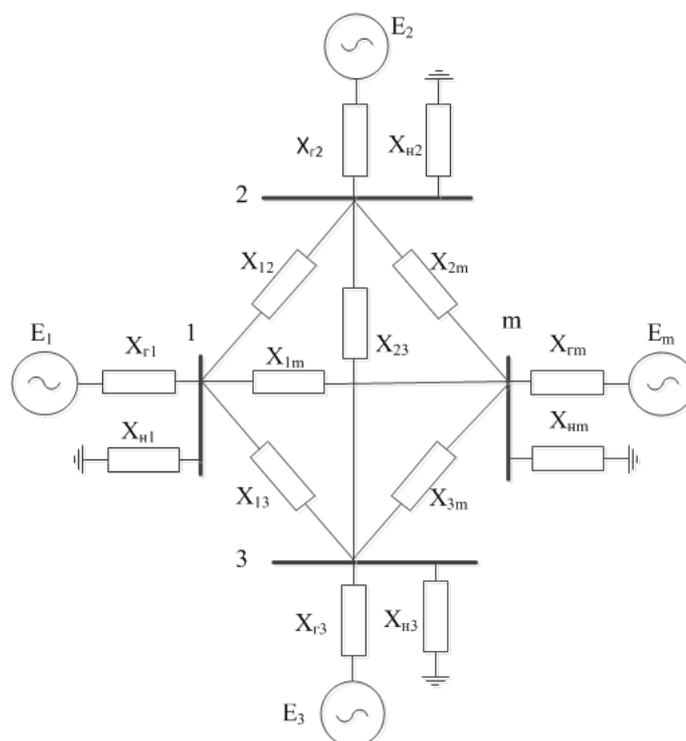


Рис. 1.3 Многоузловая схема энергосистемы

В сложной многоузловой схеме предельные перетоки активной мощности по сечениям зависят от значений потребляемой или генерируемой мощности в узлах схемы и это влияние необходимо учитывать при вычислении предельных перетоков [55].

Данное утверждение можно проверить, исследовав пропускную способность сечения в энергосистеме Казахстана. В энергосистеме Казахстана одной из характерных особенностей является наличие транзита мощности из северной части, где сосредоточены мощные электрические станции, в южную, где сосредоточена мощная нагрузка. На этом транзите имеются промежуточные отборы мощности в виде Жезказганского и Темиртауского энергоузлов. Расчет проводился в программном комплексе RastrWin. Результаты расчета статической устойчивости в нормальной схеме для сечения «Север – Юг» энергосистемы Казахстана при различных значениях активной мощности в промежуточных узлах приведены в таблице 1.1 [56].

Таблица 1.1 Результаты расчета статической устойчивости в нормальной схеме для сечения «Север - Юг» при изменениях дефицитов Жезказганского и Темиртауского энергоузлов

	Профицит Темиртауского промузла + Караганда – 100 МВт	Дефицит Темиртауского промузла + Караганда – 0 МВт	Дефицит Темиртауского промузла + Караганда – 100 МВт
Дефицит Жезказганского энергоузла – 100 МВт	1608 МВт	1588 МВт	1568 МВт
Дефицит Жезказганского энергоузла – 200 МВт	1555 МВт	1538 МВт	1517 МВт
Дефицит Жезказганского энергоузла – 300 МВт	1501 МВт	1479 МВт	1459 МВт

Из таблицы 1.1 видно, что предельный переток по сечению изменяется в зависимости от мощности в узлах почти на 200 МВт.

Исходя из этого, можно сделать вывод, что при расчете предельных перетоков активной мощности по сечениям целесообразно рассматривать энергосистему как многоузловую (многомашинную), учитывая влияние мощности генерации или нагрузки узлов схемы на предельные перетоки активной мощности по сечениям.

Расчет уставок пусковых органов АРСП, выявляющих перегрузку сечений, по условию статической аperiodической устойчивости параллельной работы объектов электроэнергетики, базируется на двухмашинном представлении сложной многомашинной энергосистемы. При таком подходе сложная многоузловая сеть (рис. 1.3) представляется совокупностью двухмашинных эквивалентов (рис. 1.2). В данной ситуации при расчете уставки пускового органа для каждого сечения приходится выбирать худший случай по режиму всей недоступной для контроля части энергосистемы. Пусковой орган при таком подходе имеют одну уставку для различных режимов работы энергосистемы, рассчитанную для худшего режима, которому соответствует заниженная пропускная способность контролируемого пусковым органом сечения в энергосистеме. В этом случае, при расчете уставки пусковых органов не учитывается в полной мере режим работы электрической сети. Данное упрощение

может привести к излишним срабатываниям пусковых органов, что не позволит полностью использовать пропускную способность сечения в энергосистеме. Это приведет к снижению экономической эффективности электропередачи. Пусковые органы могут иметь набор уставок для адаптации к текущей ремонтной схеме, но данный способ адаптации имеет недостаток: переключение уставок осуществляется оперативно в режиме offline, что вносит ощутимую задержку в переключениях. Но данный способ учитывает только изменения схемы, не учитывает изменение режима работы сети в связи со значительными колебаниями мощности в течение суток (многомашинность).

В указанных условиях важной и актуальной задачей является разработка структуры и алгоритмов адаптивных пусковых органов АРСП, что позволит пусковым органам учитывать режим работы электрической сети при расчете уставки, то есть адаптироваться к режиму работы сети. Данное усовершенствование будет способствовать сокращению количества излишних срабатываний пусковых органов и повышению степени использования пропускной способности сечения в энергосистеме и, как следствие, повышению экономической эффективности электропередачи. На целесообразность исполнения пусковых органов, выявляющих перегрузку сечения, с «плавающей» уставкой указано также в [8].

Для выявления перегрузки сечения пусковыми органами используется измерение трех основных типов величин:

1. активная мощность, передаваемая в сечении между двумя частями электроэнергетической системы;
2. ток в линиях электропередачи, входящих в сечение;
3. угол между векторами напряжений по концам сечения (фазовый угол).

Наиболее простым по принципу, а также в реализации является первый способ. Он хорошо сочетается с эксплуатационными инструкциями операторам, в которых ограничение загрузки сечения обычно задается значением активной мощности. Для фиксации перегрузки сечения по мощности используется пусковой орган АРСП по активной мощности. Данное устройство измеряет сумму

активных мощностей, в трех фазах, и подключается к вторичным цепям трансформатора тока и трансформатора напряжения контролируемого присоединения. Мощность срабатывания органа отстраивается от максимальной передаваемой мощности допустимого режима по условию статической устойчивости с учетом запаса (предельный по апериодической статической устойчивости переток активной мощности в рассматриваемом сечении). Чувствительность органа проверяется по максимуму характеристики передаваемой мощности в установившемся послеаварийном режиме. Частый недостаток измерительного органа активной мощности – неудовлетворительная чувствительность. Это связано с тем, что при нарушении устойчивости мощность не может превысить некоторого максимума, после которого снова уменьшается, причем скорость ее изменения меняет свой знак. Это приводит к необходимости несколько «загрублять» пусковой орган, что снижает его чувствительность [6].

Измерению тока свойственна большая чувствительность, но оно усложняется необходимостью учитывать потоки реактивной мощности [6].

Для фиксации перегрузки электропередачи по углу используется пусковой орган АРСП по фазовому углу. Данный пусковой орган должен измерять взаимные углы роторов генераторов многомашинной энергосистемы. Под взаимным углом понимается угол между ЭДС эквивалентных генераторов. При малых возмущениях (при исследовании статической устойчивости), напряжение в определенных точках энергосистемы поддерживается регуляторами возбуждения на неизменном уровне, тогда статическая устойчивость определяется углом между векторами напряжений в этих точках. При этом измерительный орган, фиксирующий перегрузку сечения по углу, будет измерять фазы напряжений по концам сечения (фазовый угол), и будет настраиваться аналогично измерительному органу по мощности. Угол срабатывания органа отстраивается от максимального угла допустимого режима (по условию статической устойчивости с учетом запаса). Но отказ от измерения разности фаз роторов (из-за невозможности данного измерения) лишает измеряемый угол важного свойства – монотонности изменения, но это не приводит к проблемам, так как в работе

рассматривается вопрос нарушения запаса по статической устойчивости, при нарушении динамической устойчивости (переходные процессы) рассматриваемый пусковой орган блокируется. Основное преимущество угла и скорости его изменения (скольжения) перед передаваемой мощностью и скоростью ее изменения заключается в том, что при нарушении устойчивости угол нарастает монотонно, а скольжение всегда положительно, а передаваемая мощность в силу своей нелинейной зависимости от угла не может превысить некоторого максимума, после прохождения которого снова уменьшается, и скорость ее изменения меняет свой знак с положительного на отрицательный. [6, 1].

Фиксация перегрузки по углу имеет также следующие преимущества, согласно [8]:

1. угол значительно лучше характеризует запас статической устойчивости во всем диапазоне режимов, а значение активной мощности может использоваться для оценки запаса только при соответствии фактического состояния схемы и параметров режима принятым в расчетах;
2. при утяжелении режима и последующем нарушении устойчивости угол продолжает расти, что определяет более высокую чувствительность;
3. непосредственное измерение угла не требует перестройки автоматики в ремонтных послеаварийных схемах, так как при ослаблении схемы то же значение угла достигается при меньших перетоках активной мощности.

Исходя из данных преимуществ, по-прежнему актуальной задачей является, наряду с усовершенствованием пускового органа по активной мощности, усовершенствование пускового органа по углу между векторами напряжений по концам сечения (по фазовому углу). Анализ данных углов также даст такие возможности, как определение пусковым органом места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме. Это позволит наиболее точно выбирать место реализации и объем управляющего воздействия в энергосистеме, направленного на устранение выявленного небаланса мощности, вызвавшего перегрузку сечения.

1.3. Степень проработанности вопросов выявления перегрузки сечений пусковыми органами АРСП, адаптивной настройки в ПА

Существенный вклад в развитие противоаварийного управления и создание современных комплексов противоаварийной автоматики (ПА) внесли такие специалисты, как Б.И. Иофьев [1, 2, 3, 4], И.З. Глушкин [5, 6], Я.Е. Гоник, Л.А. Кошечев [7], А.А. Окин [8, 9], В.А. Семенов [10], С.А. Совалов [11], А.Н. Комаров, А.Ф. Бондаренко, П.Я. Кац, А.А. Лисицин, А.В. Жуков [12, 13, 14], Е.А. Мошкин, А.М. Слодарж, В.А. Орлов, Б.И. Гвоздев, М.А. Эдлин, Е.И. Сацук [15, 16], М.Г. Портной, Р.С. Рабинович [17], Д.Р. Любарский [18, 19, 20], В.Г. Наровлянский [21], Г.Л. Брухис, [22, 23, 24], И.В. Якимец [25], А.С. Засыпкин [26], М.А. Хвощинская [27], Л.Н. Чекаловец [28], Ф.М. Розенблюм [29], Р.А. Вайнштейн [30], Н.И. Овчаренко [31, 32], М.А. Беркович [33, 34], В.Д. Ковалев [35, 36], А.Ф. Дьяков [37], Н.Л. Новиков, и другие. Их работы содержат описание, исследования, и предложения по усовершенствованию общесистемных устройств ПА - АПНУ, и локальных устройств, таких как автоматика ликвидации асинхронного режима, автоматика ограничения перегрузки оборудования, и другие.

Проблему усовершенствования устройств ПА решали специалисты и ученые во главе с АО «СО ЕЭС». Главным примером этому является создание и модернизация централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА). Основная задача данной системы - адаптивный выбор управляющих воздействий ПА.

Для повышения эффективности ЦСПА, АО «СО ЕЭС» была организована разработка ЦСПА нового поколения. Её основные задачи:

1. реализовать алгоритм с использованием традиционных расчетных методов, обеспечив его прозрачность, доступность;
2. разработать алгоритм и программную реализацию выбора управляющих воздействий не только для обеспечения статической устойчивости, но и для обеспечения устойчивости в динамической фазе переходного процесса;

3. обеспечить максимальную универсальность (возможность использования в схемах энергосистем любой конфигурации);

4. повысить быстродействие ЦСПА [12, 57, 58].

Вместе с тем, не теряют актуальности вопросы усовершенствования пусковых органов АРСП, т.к. на них возлагается ответственная задача – выявление перегрузки сечения в энергосистеме, по условию статической апериодической устойчивости параллельной работы объектов электроэнергетики [6]. Данные пусковые органы имеют недостатки, о которых сказано в п. 1.2, и эти недостатки приводят к снижению степени использования пропускной способности сечений в энергосистеме.

Важно отметить также, что в настоящее время адаптивной настройке уделяется большое внимание в противоаварийной автоматике, а также в релейной защите и автоматике.

Проведен ряд работ по адаптивной настройке различных устройств релейной защиты, и адаптивная настройка способствует повышению эффективности работы настраиваемых устройств [59, 60, 61, 62, 63, 64].

Повышению эффективности устройств автоматики за счет адаптивной настройки также уделяется значительное внимание [65, 66, 67].

Исследования в области адаптивной настройки проводятся и в противоаварийной автоматике [68], в основном это касается локальных устройств, таких как автоматика ограничения повышения напряжения, автоматика ликвидации асинхронных режимов [69], автоматика ограничения перегрузки оборудования [15].

Вопрос разработки структуры и алгоритмов адаптивных пусковых органов АРСП по-прежнему остается актуальным.

Для реализации алгоритма расчета уставок адаптивного пускового органа АРСП, особенно пускового органа по углу, целесообразно использовать измерения от системы мониторинга переходных режимов (СМНР (WAMS)), так как данная система позволит получить данные не только о модулях, но и о фазах

контролируемых величин, а также обеспечить высокую скорость получения информации.

К данной системе в настоящее время проявляется огромный интерес в разных странах мира [70, 71, 72, 73].

Для обеспечения точности измерения углов векторов в системе СМПР производится синхронизация измерений от глобальных навигационных спутниковых систем с точностью не хуже 1 мксек, все параметры в программно-техническом комплексе СМПР регистрируются в одинаковые моменты времени и имеют метки единого астрономического времени, измерение векторов напряжения и тока обеспечивается не менее 50 раз в секунду [74].

Важно отметить, что активное внедрение системы СМПР ведется не только в России, но и в странах СНГ [75, 13].

СМПР является эффективным средством для мониторинга режимных параметров энергосистемы. Регулярный анализ данных СМПР позволит понять, как меняются с развитием энергосистемы динамические свойства системы, а также разработать предложения по использованию определенных динамических характеристик и свойств энергосистемы для решения задач оперативно-диспетчерского, режимного и противоаварийного управления [76].

Данные качественно нового уровня, которые предоставляет СМПР, уже доказали свою практическую ценность и в возрастающем объеме используются для решения прикладных задач [77].

В настоящее время системы СМПР решают следующие задачи:

1. верификация математических и динамических моделей ЭС;
2. анализ аварий;
3. мониторинг низкочастотных колебаний;
4. оценивание состояния ЭС и мониторинг уровней устойчивости.

Большой интерес представляет система мониторинга запасов устойчивости северных районов Тюменской области (СМЗУ СРТО). СМЗУ СРТО используя поступающие в реальном времени данные телеизмерения и телесигнализации с объектов СРТО, в том числе информации о фазовых углах, оценивает режим,

утяжеляет его по заданным траекториям, определяет опасные сечения и допустимые перетоки в них. Данные об опасных сечениях и допустимых перетоках отображаются на АРМ СМЗУ СРТО, информируют диспетчера РДУ о допустимости текущего режима, и являются основополагающим инструментом при ведении режимов СРТО.

В работе [78] описывается функционирование и дальнейшее развитие системы мониторинга запасов устойчивости, разработанной и установленной в подразделениях АО «СО ЕЭС».

Важно отметить, что созданные системы мониторинга запасов устойчивости не предполагают введение автоматического противоаварийного управления в энергосистеме на базе информации, полученной от СМПР. В этих условиях, применение измерений, полученных от системы СМПР, в автоматической противоаварийном управлении, в частности, использование данных измерений для расчета уставок адаптивных пусковых органов АРСП, представляет особый интерес. Актуальной задачей является разработка структуры адаптивного пускового органа АРСП с использованием измерений от системы СМПР, решению данной задачи также уделено внимание в данной работе.

Выводы по главе

В результате исследования состояния вопроса установлено, что в противоаварийной автоматике остается актуальным вопрос усовершенствования пусковых органов АРСП, фиксирующих перегрузку сечений в энергосистеме [38]. Применение адаптивных пусковых органов АРСП позволит учитывать при расчете их уставок режим работы электрической сети и будет способствовать сокращению количества их излишних срабатываний и повышению степени использования пропускной способности сечений. Повысить степень использования пропускной способности сечений также позволит использование пусковых органов по фазовому углу за счет их высокой чувствительности. Анализ указанных углов позволит пусковым органам определять место (узел) и значение небаланса активной мощности в энергосистеме для выбора места реализации и

объема управляющего воздействия, направленного на устранение выявленного небаланса. Данные результаты анализа состояния вопроса позволили сформулировать цель и задачи исследования.

Цель: разработка и исследование алгоритмов и структуры адаптивного пускового органа автоматики разгрузки при статической перегрузке контролируемого сечения электрической сети.

Задачи:

1. Разработка и исследование алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа автоматики разгрузки при статической перегрузке сечения электрической сети по активной мощности.

2. Разработка и исследование алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа автоматики разгрузки при статической перегрузке сечения по фазовому углу и алгоритма определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме.

3. Разработка и исследование структуры адаптивного пускового органа автоматики разгрузки при статической перегрузке сечения по фазовому углу с определением места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме.

2. Разработка и исследование алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности

Перед тем, как перейти к разработке алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности, фиксирующего перегрузку сечения по условию статической устойчивости, целесообразно рассмотреть вопросы выбора и исследование алгоритма анализа статической устойчивости и вопросы выбора оптимальной траектории утяжеления режима энергосистемы, для расчета предельных перетоков мощности по сечению по условию статической устойчивости и уставки пускового органа АРСП.

2.1. Выбор и исследование алгоритма расчета статической устойчивости

Статическая устойчивость электроэнергетической системы - это её способность восстанавливать исходный режим после снятия кратковременного малого возмущения.

Статическая устойчивость проверяется при перспективном и рабочем проектировании, разработке специальных устройств автоматического регулирования и противоаварийной автоматики.

Развитие крупных энергосистем с многочисленными мощными станциями обуславливает необходимость углубленного изучения вопросов поддержания запасов по статической устойчивости. Аварии, влекущие за собой нарушение устойчивости параллельной работы крупных энергосистем, приводят к нарушению электроснабжений больших районов. Ликвидация последствий нарушения устойчивости представляет большие трудности, требует много времени и участия большого количества персонала [79].

В России и странах СНГ проблема нарушения статической устойчивости особенно актуальна. Это связано с тем, что часто электрические станции расположены вблизи мест добычи энергоресурсов, например, на больших реках, крупная нагрузка может находиться на значительном удалении, и возникает необходимость использования длинных линий электропередачи, которые часто

являются «узкими местами» по условию соблюдения запасов по статической устойчивости в энергосистеме [79].

В настоящее время наиболее часто используемой программой для расчета статической устойчивости является программный комплекс RastrWin [80]. Расчет установившегося режима в данном программном комплексе (согласно инструкции) осуществляется методом Ньютона. Метод Ньютона (также известный как метод касательных) [81] — это итерационный численный метод нахождения корня (нуля) заданной функции. Поиск решения осуществляется путём построения последовательных приближений и основан на принципах простой итерации. Данный метод является приближенным, что может привести к значительным погрешностям расчета. Пример «загрубления» максимально допустимых перетоков в программе RastrWin приведен в работе [82]. В ней приводится сравнение максимально допустимых перетоков, рассчитанных в программном комплексе RastrWin и в программном комплексе PCDU_D6. Расчеты были проведены на ряде тестовых схем, а также на реальной схеме энергосистемы Урала. По этим расчетам в некоторых случаях допустимый переток, рассчитанный в программе RastrWin, оказывался на 10% ниже, чем переток, рассчитанный в PCDU_D6. Исходя из сказанного, целесообразно воспользоваться другим методом анализа статической устойчивости.

Вопросы статической устойчивости широко рассматриваются в трудах П.С. Жданова [83], В.А. Веникова [49], В.А. Строева [84], и других.

Произвольная динамическая система описывается системой дифференциальных уравнений: [83].

$$\begin{aligned} \frac{dy_s}{dt} &= Y_s(y_1, y_2, \dots, y_n); \\ (s &= 1, 2, \dots, n), \end{aligned} \quad (2.1)$$

где y_1, y_2, \dots, y_n — переменные состояния динамической системы, $Y_s(y_1, y_2, \dots, y_n)$ — функция переменных состояния, $\frac{dy_s}{dt}$ — производная функции переменных состояния.

Преобразовывая выражение (2.1), можно составить характеристический определитель [83]:

$$D(p) = \begin{bmatrix} a_{11} - p & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} - p & \dots & a_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} - p \end{bmatrix}, \quad (2.2)$$

где a_{mn} - коэффициенты, зависящие от частных производных, являющихся функциями исходного режима; p - дифференциальный оператор.

Развертывая этот определитель и приравнявая результат к нулю, можно получить характеристическое уравнение в форме [83]:

$$A_0 p^n + A_1 p^{n-1} + A_2 p^{n-2} + \dots + A_n = 0, \quad (2.3)$$

где A_n - коэффициенты, зависящие от частных производных, являющихся функциями исходного режима; p - дифференциальный оператор.

При оценке статической устойчивости электрических систем руководствуются теоремами Ляпунова [83].

Теорема 1. Если все корни характеристического уравнения системы первого приближения имеют отрицательные вещественные части, то движение системы устойчиво, каковы бы ни были члены высших порядков в дифференциальных уравнениях возмущенного движения.

Теорема 2. Если среди корней характеристического уравнения системы первого приближения имеется хотя бы один с положительной вещественной частью, то движение системы неустойчиво каковы бы ни были члены высших порядков в дифференциальных уравнениях возмущенного движения.

Устойчивость системы определяется знаком вещественной части корней уравнения (2.3). Поэтому естественным методом оценки устойчивости является непосредственное решение уравнения (2.3) относительно неизвестного p . Однако, такой подход связан со значительными трудностями, из-за высоких порядков уравнения. Поэтому непосредственное решение характеристического уравнения не нашло широкого применения в расчетах устойчивости. Решение задачи обычно выполняется методами, которые позволяют без решения характеристического

уравнения по тем или иным признакам судить о наличии или отсутствии у этого уравнения корней с положительной вещественной частью. Данные признаки называются критериями устойчивости [83].

Одним из таких критериев (для статической апериодической устойчивости) является знак свободного члена характеристического уравнения, так как изменение знака вещественного корня сопровождается изменением знака свободного члена характеристического уравнения [49, 85].

В [49] сформулирован кратко порядок операций, необходимых для исследования статической устойчивости (далее «Алгоритм анализа статической устойчивости»):

1. Составление математического описания переходных процессов в изучаемой системе в виде нелинейных дифференциальных уравнений.
2. Проведение линеаризации уравнений по первому приближению и получение системы линеаризованных уравнений.
3. Составление характеристического определителя.
4. Вычисление частных производных для исследуемого режима.
5. Определение устойчивости с помощью критериев, по которым можно судить о знаках действительных частей корней характеристического уравнения. Например, критерий, указанный выше (равенство нулю свободного члена характеристического уравнения).

При анализе статической апериодической устойчивости параллельной работы сложных энергосистем принимаются следующие допущения [86, 87]:

1. Неучёт электромагнитных переходных процессов в цепях статоров генераторов и других элементах энергосистемы. Это исключает необходимость рассмотрения самовозбуждения.
2. Отказ от рассмотрения колебательной неустойчивости, которая может быть ликвидирована с помощью организации управления по каналам стабилизации режимов (управлением по производным режимных параметров (АРВ)). Это означает, что при анализе устойчивости не рассматриваются электромагнитные процессы в цепях роторов электрических машин. В работе [86]

и других указано, что нарушение статической устойчивости колебательного типа (самораскачивание) может быть исключено подбором соответствующих коэффициентов регулирования режимных параметров.

3. Моделирование нагрузок в виде постоянного отбора активной мощности. Возможность такого представления обусловлена результатами исследований, приведенных в [87], из которых следует, что в реальных энергосистемах регулирующий эффект по напряжению активных составляющих нагрузок мал и близок к случаю постоянного отбора мощности.

4. Неучет активных сопротивлений элементов сети.

При принятии допущений, указанных выше, границы области существования режима совпадают с границами области статической апериодической устойчивости. Устойчивость по напряжению (устойчивость нагрузки) не рассматривается, т.к. для предотвращения нарушения устойчивости нагрузки предназначена автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН), которая осуществляет отключение нагрузки в узлах энергосистемы при снижении напряжения в данных узлах. Рассматриваемая в работе автоматика АРСП предназначена для предотвращения нарушения статической апериодической устойчивости параллельной работы объектов электроэнергетики (эквивалентных генераторов).

Таким образом, одним из критериев статической апериодической устойчивости параллельной работы эквивалентных генераторов является знак свободного члена характеристического уравнения энергосистемы.

Следовательно, анализ статической апериодической устойчивости при принятых допущениях заключается в контроле знака свободного члена характеристического уравнения. Выражение для свободного члена характеристического уравнения можно получить, приняв $p=0$ в характеристическом уравнении (2.3).

В настоящей работе впервые предлагается применить данный метод анализа статической устойчивости при расчете уставки адаптивного пускового органа АРСП.

Исследования данного метода анализа статической устойчивости показали, что данным методом можно построить область устойчивости как трехмашинной энергосистемы, так и для многомашинной энергосистемы [39].

В рамках исследования данного метода рассмотрено свободное движение консервативной (без потерь) электроэнергетической системы, состоящей из четырех эквивалентных генераторов, связанных электрической сетью. Схема приведена на рис. 2.1.

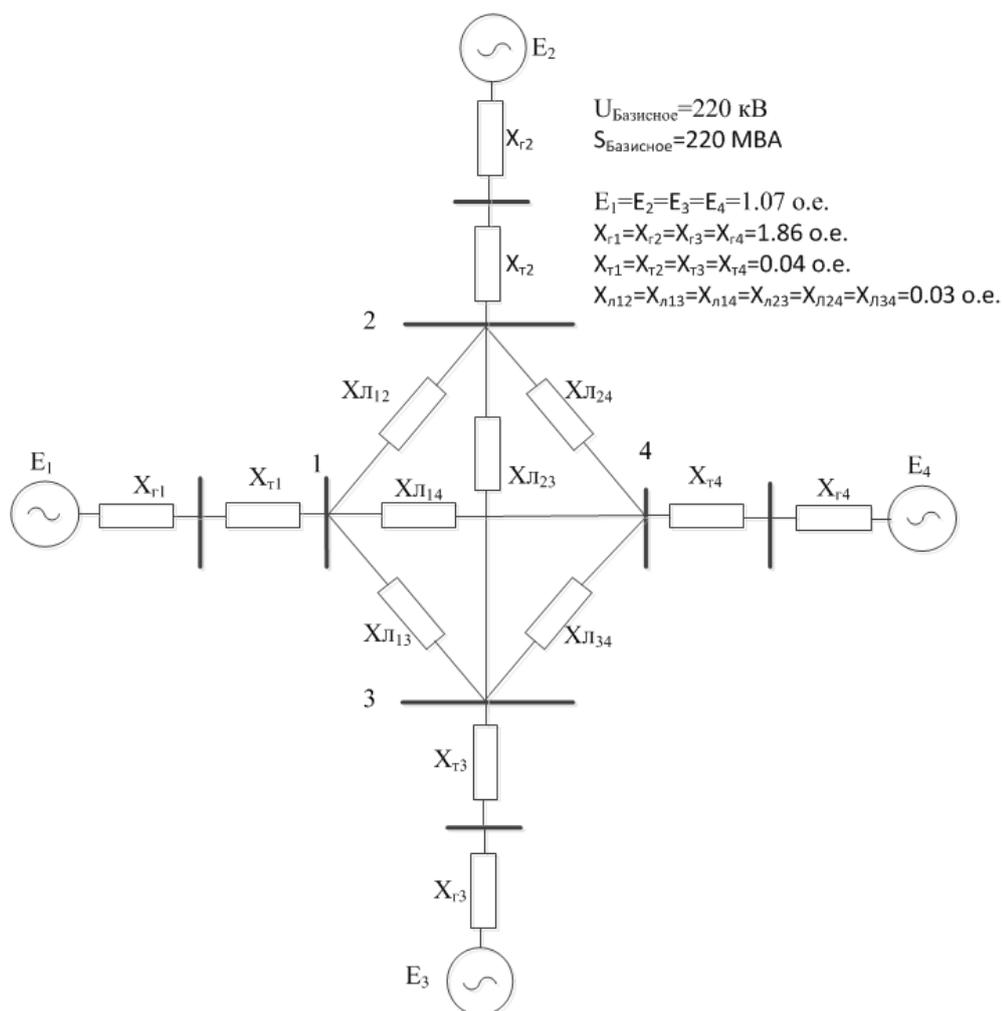


Рис. 2.1 Схема электрической сети для исследования «Алгоритма анализа статической устойчивости»

Исследование статической устойчивости данной системы проводилось по «Алгоритму анализа статической устойчивости».

Уравнение движения роторов для 4х машинной системы [83]:

$$\begin{aligned}
T_{j1} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} - P_{01} + P_1 &= 0; \\
T_{j2} \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} - P_{02} + P_2 &= 0; \\
T_{j3} \frac{d^2 \delta_3}{dt^2} - P_{03} + P_3 &= 0; \\
T_{j4} \frac{d^2 \delta_4}{dt^2} - P_{04} + P_4 &= 0,
\end{aligned} \tag{2.4}$$

где P_0 - мощность первичного двигателя (турбины), P - мощность, выдаваемая генератором в сеть, T_j - постоянная инерции генератора, $\frac{d^2 \delta}{dt^2}$ - вторая производная от угла между векторами ЭДС генератора и напряжения на шинах генератора по времени.

Автором рассмотрен вариант свободного движения относительно ротора 1-ого генератора [39]:

$$\begin{aligned}
\frac{d^2(\delta_1 - \delta_2)}{dt^2} - \frac{P_{01}}{T_{j1}} + \frac{P_1}{T_{j1}} + \frac{P_{02}}{T_{j2}} - \frac{P_2}{T_{j2}} &= 0; \\
\frac{d^2(\delta_1 - \delta_3)}{dt^2} - \frac{P_{01}}{T_{j1}} + \frac{P_1}{T_{j1}} + \frac{P_{03}}{T_{j3}} - \frac{P_3}{T_{j3}} &= 0; \\
\frac{d^2(\delta_1 - \delta_4)}{dt^2} - \frac{P_{01}}{T_{j1}} + \frac{P_1}{T_{j1}} + \frac{P_{04}}{T_{j4}} - \frac{P_4}{T_{j4}} &= 0.
\end{aligned} \tag{2.5}$$

После линеаризации уравнений и исключения приращений $\Delta P_1, \Delta P_2, \Delta P_3, \Delta P_4$

$$\begin{aligned}
\frac{d^2 \Delta \delta_{12}}{dt^2} + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}} \Delta \delta_{12} + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{13}} \Delta \delta_{13} + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{14}} \Delta \delta_{14} - \frac{1}{T_{j2}} \cdot \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{12}} \Delta \delta_{12} - \dots \\
- \frac{1}{T_{j2}} \cdot \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{13}} \Delta \delta_{13} - \frac{1}{T_{j2}} \cdot \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{14}} \Delta \delta_{14} &= 0; \\
\frac{d^2 \Delta \delta_{13}}{dt^2} + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}} \Delta \delta_{12} + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{13}} \Delta \delta_{13} + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{14}} \Delta \delta_{14} - \frac{1}{T_{j3}} \cdot \frac{\partial P_3}{\partial \delta_{12}} \Delta \delta_{12} - \dots \\
- \frac{1}{T_{j3}} \cdot \frac{\partial P_3}{\partial \delta_{13}} \Delta \delta_{13} - \frac{1}{T_{j3}} \cdot \frac{\partial P_3}{\partial \delta_{14}} \Delta \delta_{14} &= 0; \\
\frac{d^2 \Delta \delta_{14}}{dt^2} + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}} \Delta \delta_{12} + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{13}} \Delta \delta_{13} + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{14}} \Delta \delta_{14} - \frac{1}{T_{j4}} \cdot \frac{\partial P_4}{\partial \delta_{12}} \Delta \delta_{12} - \dots \\
- \frac{1}{T_{j4}} \cdot \frac{\partial P_4}{\partial \delta_{13}} \Delta \delta_{13} - \frac{1}{T_{j4}} \cdot \frac{\partial P_4}{\partial \delta_{14}} \Delta \delta_{14} &= 0.
\end{aligned} \tag{2.6}$$

Электромагнитные мощности всех генераторов определяются по выражениям [49]:

$$\begin{cases} P_1 = E_1^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + \sum_{k=2}^m E_1 E_k y_{1k} \sin(\delta_{1k} - \alpha_{1k}); \\ P_2 = E_2^2 y_{22} \sin \alpha_{22} + \sum_{k=1, k \neq 2}^m E_2 E_k y_{2k} \sin(\delta_{2k} - \alpha_{2k}); \\ \dots \\ P_m = E_m^2 y_{mm} \sin \alpha_{mm} + \sum_{k=1}^{m-1} E_m E_k y_{mk} \sin(\delta_{mk} - \alpha_{mk}), \end{cases} \quad (2.7)$$

где P_k - активная мощность, выдаваемая генератором узла k , E_k - ЭДС генератора узла k , y_{kk}, y_{km} - собственные и взаимные проводимости узлов, δ_{km} - углы между ЭДС генераторов узлов.

После записи частных производных мощностей по углам, объединения членов с одинаковыми сомножителями и подстановки $\frac{d}{dt} = p$ записан характеристический определитель:

$$D(p) = \begin{pmatrix} \left(p^2 + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}} - \frac{1}{T_{j2}} \cdot \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{12}} \right) & \left(\frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{13}} - \frac{1}{T_{j2}} \cdot \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{13}} \right) & \left(\frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{14}} - \frac{1}{T_{j2}} \cdot \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{14}} \right) \\ \left(\frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}} - \frac{1}{T_{j3}} \cdot \frac{\partial P_3}{\partial \delta_{12}} \right) & \left(p^2 + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{13}} - \frac{1}{T_{j3}} \cdot \frac{\partial P_3}{\partial \delta_{13}} \right) & \left(\frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{14}} - \frac{1}{T_{j3}} \cdot \frac{\partial P_3}{\partial \delta_{14}} \right) \\ \left(\frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}} - \frac{1}{T_{j4}} \cdot \frac{\partial P_4}{\partial \delta_{12}} \right) & \left(\frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{13}} - \frac{1}{T_{j4}} \cdot \frac{\partial P_4}{\partial \delta_{13}} \right) & \left(p^2 + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{14}} - \frac{1}{T_{j4}} \cdot \frac{\partial P_4}{\partial \delta_{14}} \right) \end{pmatrix}. \quad (2.8)$$

Для анализа статической аperiodической устойчивости, рассмотрен свободный член характеристического уравнения a_0 , который можно получить, приравняв $p = 0$ в характеристическом определителе и раскрыв его [49], [83].

$$a_0 = \begin{bmatrix} \frac{dP_1 d\delta_{12}}{T_{j1}} - \frac{dP_2 d\delta_{12}}{T_{j2}} & \dots & \frac{dP_1 d\delta_{14}}{T_{j1}} - \frac{dP_2 d\delta_{14}}{T_{j2}} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{dP_1 d\delta_{12}}{T_{j1}} - \frac{dP_4 d\delta_{12}}{T_{j4}} & \dots & \frac{dP_1 d\delta_{14}}{T_{j1}} - \frac{dP_4 d\delta_{14}}{T_{j4}} \end{bmatrix}, \quad (2.9)$$

где a_0 - значение свободного члена характеристического уравнения; δ - углы между векторами ЭДС генераторов; T_j - момент инерции эквивалентных генераторов; P - активные мощности эквивалентных генераторов.

Из условия $a_0 = 0$, получена граница устойчивости 4-х машинной системы (рис. 2.1), которая приведена на рис. 2.2. Для реализации данного метода, был

применен математический пакет Wolfram Mathematica [88]. Данный математический пакет позволяет построить поверхность, заданную функцией в неявном виде. Для этого можно использовать следующую функцию:

`ContourPlot3D[f,{x,xmin,xmax},{y,ymin,ymax},{z,zmin,zmax}].`

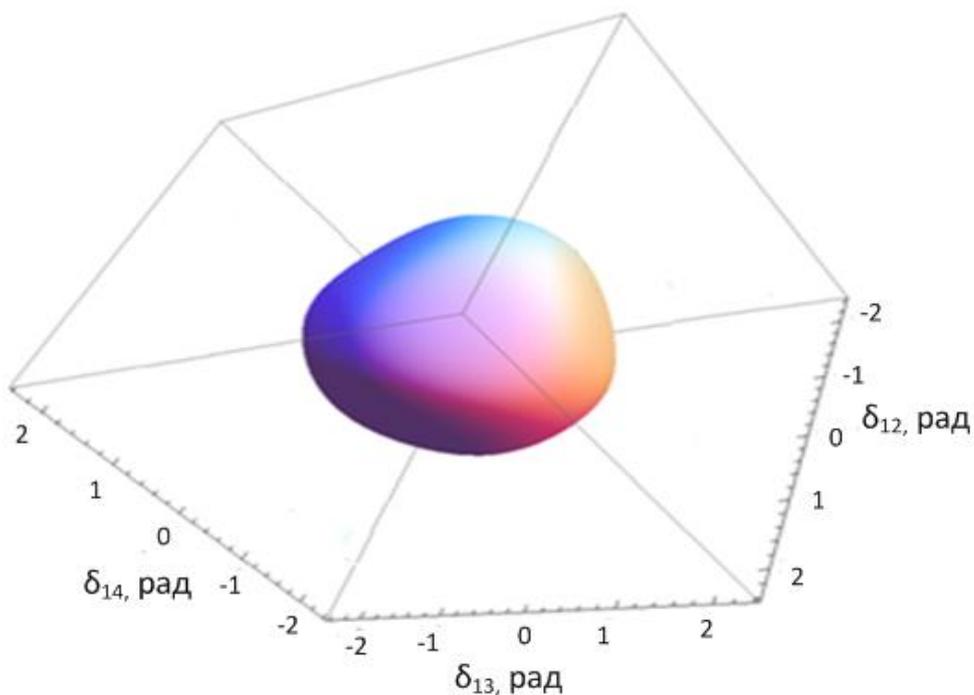


Рис. 2.2 Область устойчивости тестовой четырёхмашинной системы

Как видно из рис. 2.2, область устойчивости для многомашинной энергосистемы представляет собой замкнутую поверхность. Данным методом могут быть рассчитаны области устойчивости для n -машинной энергосистемы, но из-за многомерности визуализация будет невозможна.

Аналогичные исследования проведены для энергосистемы Сахалина. Схема Сахалинской энергосистемы приведена на рис 2.3.

В энергосистеме Сахалина три крупных генерирующих узла: Сахалинская ГРЭС, Южно-Сахалинская ТЭЦ-1, Ногликская ГТЭС. Следовательно, данную схему можно рассматривать как классическую трехмашинную систему (рис. 2.4).

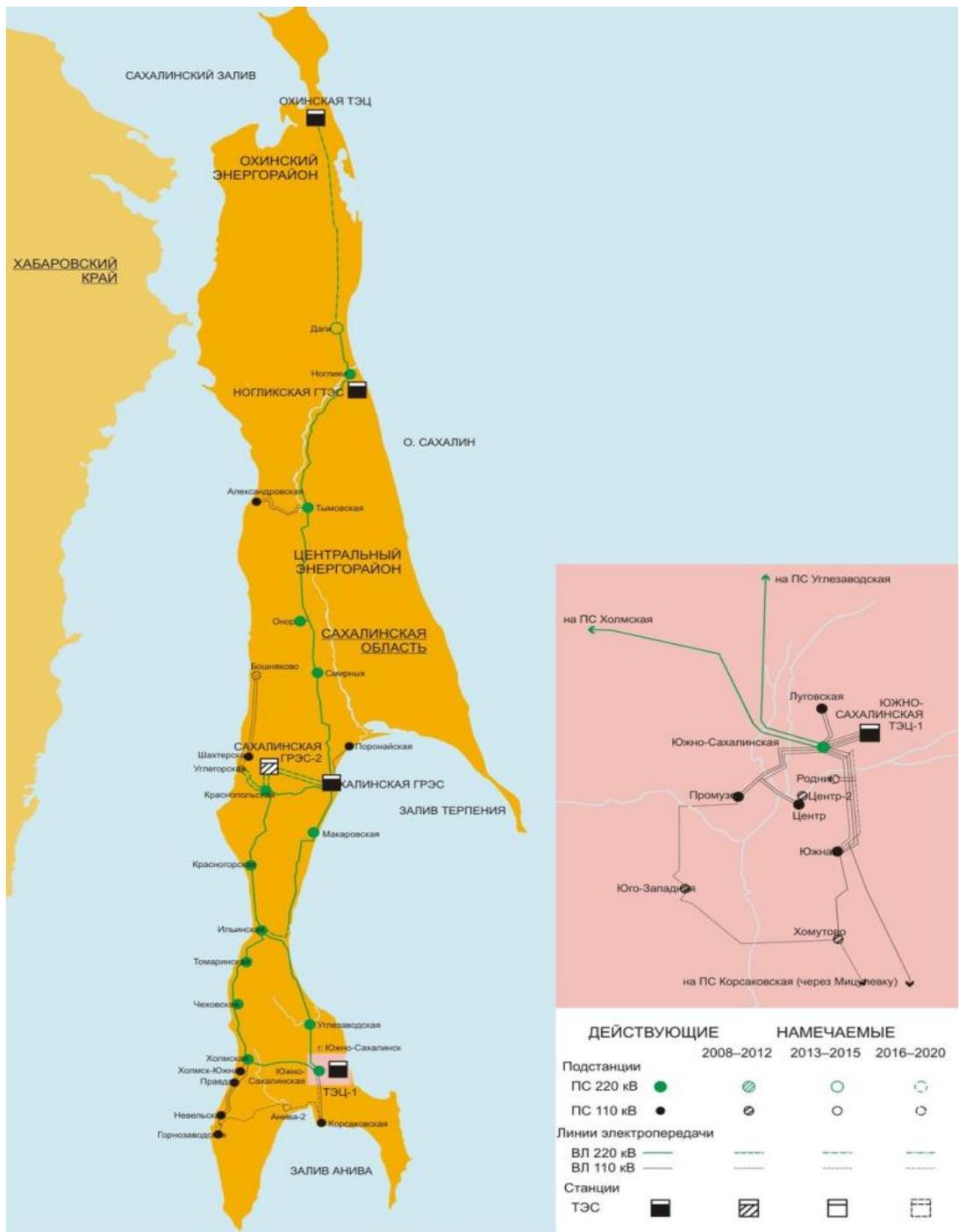


Рис. 2.3 Схема энергосистемы Сахалина

Область устойчивости для данной схемы, построенная рассмотренным методом («Алгоритм анализа статической устойчивости») с помощью математического пакета Wolfram Mathematica, приведена на рис. 2.5.

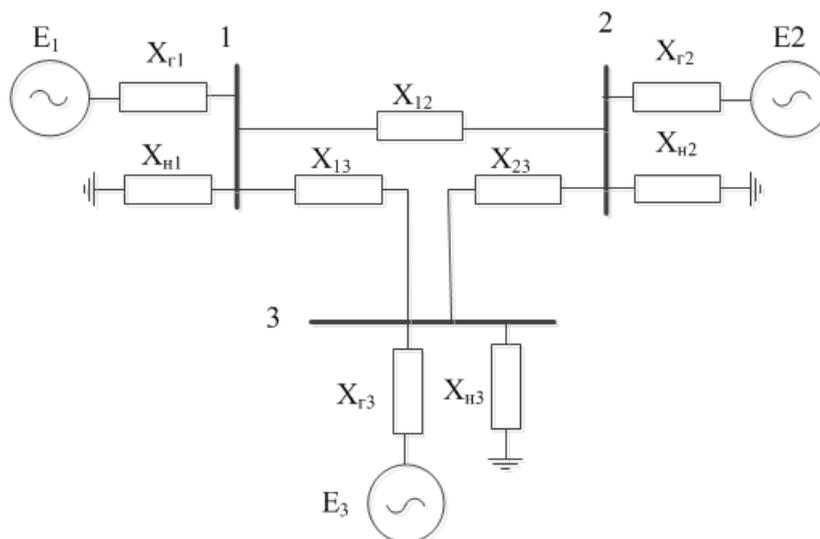


Рис. 2.4 Трехмашинная схема замещения энергосистемы Сахалина

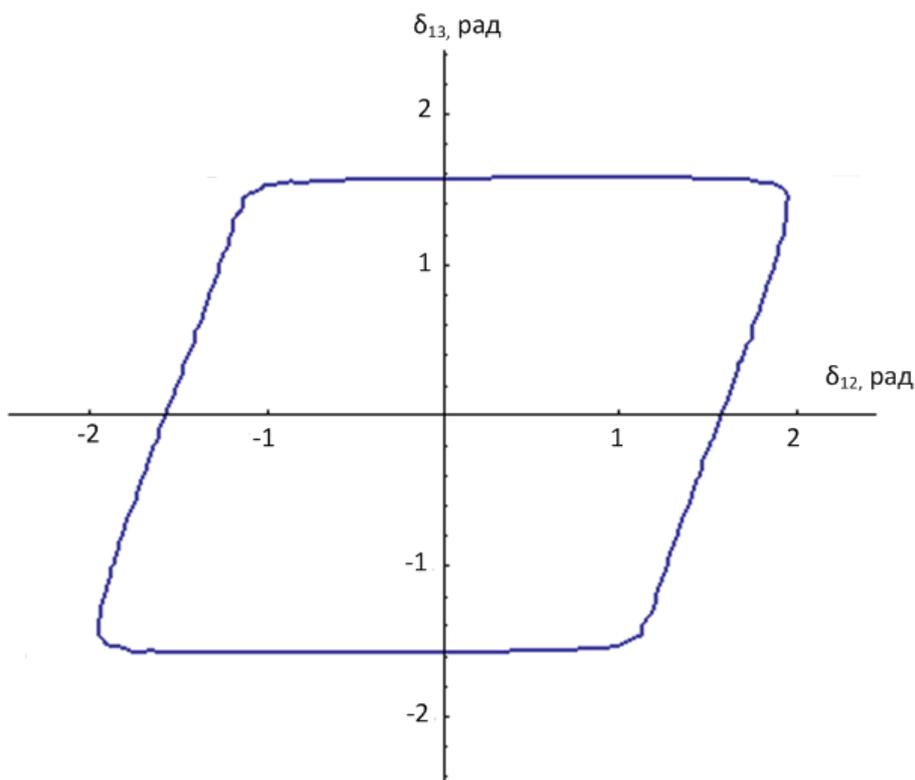


Рис. 2.5 Область устойчивости энергосистемы Сахалина

Для оценки полученных результатов проведена проверка границ устойчивости трехмашинной энергосистемы Сахалина с помощью программного комплекса ДАКАР. Диалоговый автоматизированный комплекс анализа режимов (ДАКАР) предназначен для расчета и анализа установившихся и переходных процессов электроэнергетических систем. Математические модели отдельных элементов сети, алгоритмы расчета и анализа установившихся и переходных режимов и описание основных задач, реализованных в комплексе ДАКАР,

приведены в [89]. Данный комплекс позволяет оценить статическую устойчивость системы в конкретном режиме.

Получение режима на границе устойчивости автором осуществлялось следующим образом: постепенно увеличивался переток мощности из одного узла в другой, фиксировался режим, при котором данная система находится на границе устойчивости в программном комплексе ДАКАР (в котором прекращается расчет). По уравнениям (2.7) вычислялись углы, соответствующие предельным мощностям. Данные углы наносились на график области устойчивости, построенный ранее с помощью математического пакета Wolfram Mathematica. Таким образом, осуществлялось сравнение предельных углов, полученных в двух различных программных комплексах.

Полученная с помощью математического пакета Wolfram Mathematica область устойчивости для трехмашинной схемы энергосистемы Сахалина (рис. 2.4) с нанесением точек из программного комплекса ДАКАР приведена на рис. 2.6.

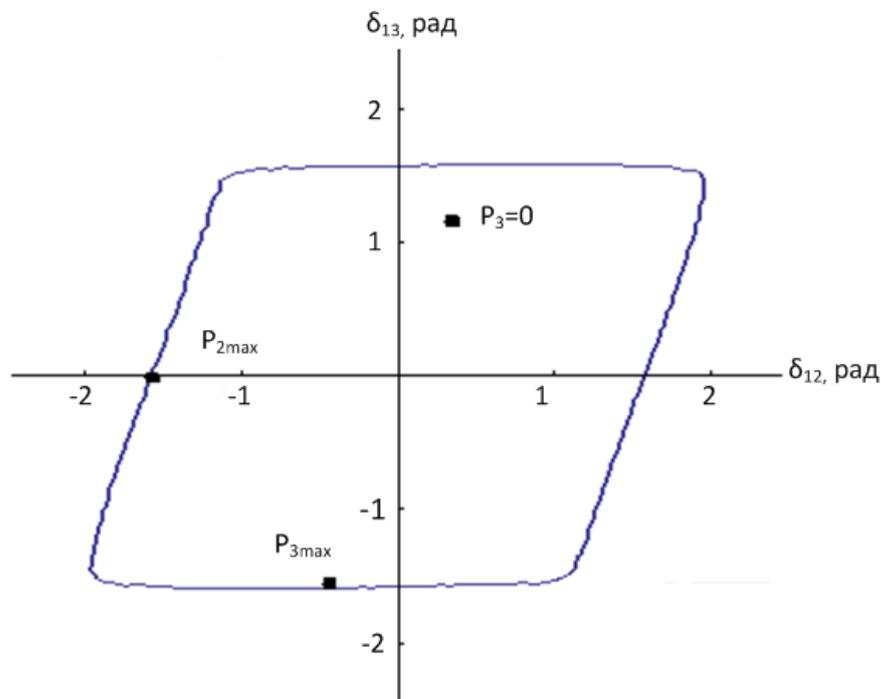


Рис. 2.6 Область устойчивости энергосистемы Сахалина с опытными точками

Из рисунка видно, что предельные углы, полученные в программном комплексе ДАКАР, совпадают с высокой точностью с предельными углами,

полученными с помощью математического пакета Wolfram Mathematica, что говорит о достоверности полученных результатов.

Таким образом, была построена область устойчивости трех- и четырехмашинных систем, как для тестовой, так и для реальной энергосистемы. Была выявлена область значений относительных углов роторов генераторов, при которых система оказывается устойчивой. Также был проверен метод получения области устойчивости на основе анализа знака свободного члена характеристического уравнения энергосистемы с помощью сопоставления результатов, полученных в различных программных комплексах, результат проверки продемонстрирован на рис. 2.6 и подтверждает высокую точность метода.

Область устойчивости системы можно построить и в координатах активных мощностей генераторов. Данная область для трехмашинной энергосистемы Сахалина (рис. 2.4) приведена на рис. 2.7.

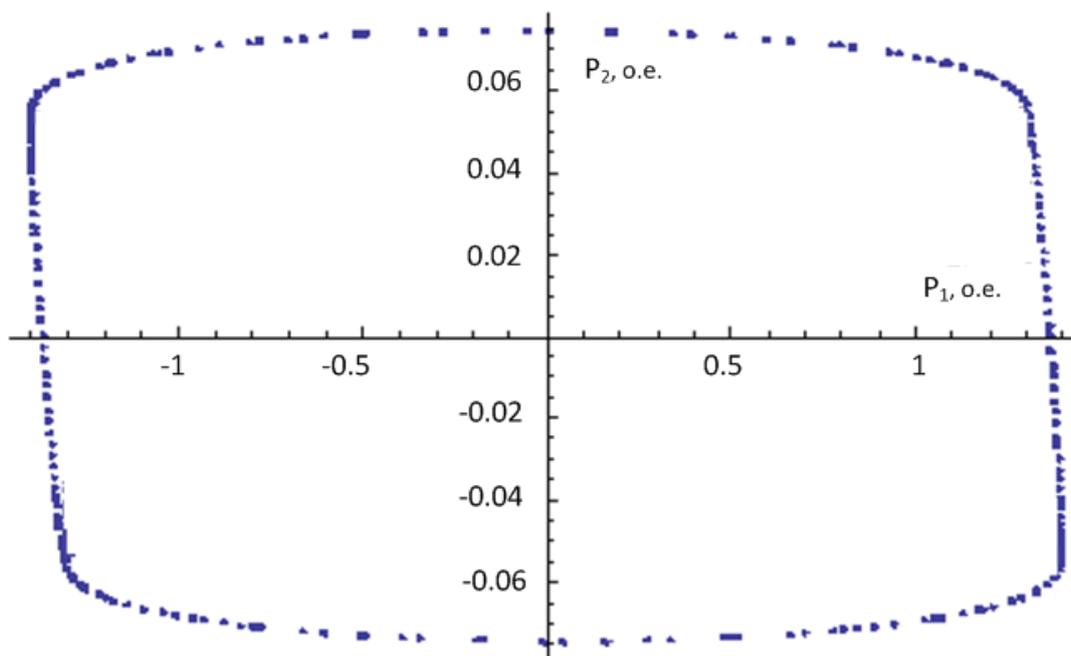


Рис. 2.7 Область устойчивости энергосистемы Сахалина в координатах мощностей генераторов узлов схемы

Область устойчивости позволяет провести качественный анализ режима, определив его устойчивость (если точка находится внутри замкнутой области – режим устойчив, вне – неустойчив), а также близость текущего режима к границе

устойчивости (насколько близко точка, соответствующая текущей мощности, находится к границе области).

Близость текущего режима к границе устойчивости позволяет оценить запас по статической апериодической устойчивости. Запас оценивается с помощью коэффициента запаса.

Коэффициент запаса статической (апериодической) устойчивости по активной мощности в сечении (K_P) вычисляется по формуле [54]:

$$K_P = \frac{P_{np} - (P + \Delta P_{нк})}{P_{np}}, \quad (2.10)$$

где P_{np} – предельный по апериодической статической устойчивости переток активной мощности в рассматриваемом сечении; P – переток в сечении в текущем режиме, $P_{нк}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в рассматриваемом сечении (принимается, что под действием нерегулярных колебаний переток изменяется в диапазоне $P \pm \Delta P_{нк}$).

Запас устойчивости по активной мощности может быть задан также в именованных единицах [54]:

$$\Delta P_{зап} = P_{np} - (P + \Delta P_{нк}) \quad (2.11)$$

Значение амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности устанавливается для каждого сечения энергосистемы по данным измерений. При отсутствии таких данных расчетная амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности сечения может быть определена по выражению [54]:

$$\Delta P_{нк} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{н1} \cdot P_{н2}}{P_{н1} + P_{н2}}}, \quad (2.12)$$

где $P_{н1}$, $P_{н2}$ – суммарные мощности нагрузки с каждой из сторон рассматриваемого сечения. Коэффициент K , принимается равным 1,5 при ручном регулировании и 0,75 при автоматическом регулировании (ограничении) перетока мощности в сечении.

Для текущего режима по полученной области устойчивости можно найти кратчайшую траекторию, которая оптимальным путем приведет к границе устойчивости (т.е. предельному режиму по статической апериодической устойчивости). Таким образом, рассмотренным методом можно получить

оптимальную траекторию утяжеления, которая может быть использована для расчета предельного по условию статической аperiodической устойчивости перетока активной мощности по контролируемому сечению и для расчета уставки пускового органа АРСП, фиксирующего перегрузку сечения в рассматриваемой энергосистеме.

Для исследования области устойчивости удобнее использовать область устойчивости трехмашинной энергосистемы, которая была построена для энергосистемы Сахалина (рис.2.4), и приведена на рис. 2.8.

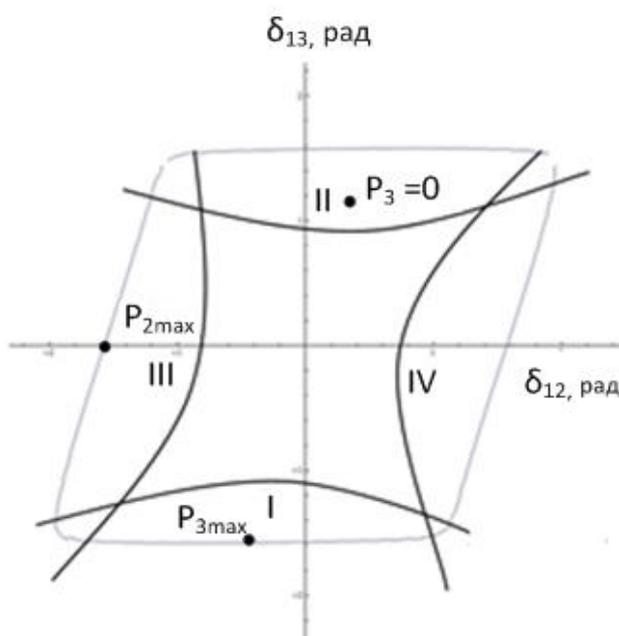


Рис. 2.8 Область устойчивости трёхмашинной энергосистемы с выделением характерных зон для анализа

Режим энергосистемы Сахалина (рис. 2.4), соответствующий точке $P_{2\text{max}}$, является предельным по условию сохранения статической устойчивости, при этом генератор 2 ускоряется относительно генератора 1. Режим, соответствующий точке $P_{3\text{max}}$ также является предельным, но ускоряется генератор 3. Режим, соответствующий точке $P_3=0$ является устойчивым.

Из данной области устойчивости также можно видеть, что в зоне I возникает опасность нарушения устойчивости генератора 3 в сторону ускорения, а в зоне II в сторону торможения. Зона III опасна с точки зрения нарушения устойчивости генератора 2 в сторону ускорения, а зона IV в сторону замедления.

Данная информация позволит определить, в каком из узлов необходимо реализовывать управляющие воздействия, и на что они должны быть направлены. Например, в зоне I необходимо снижать генерацию генератора 3.

Полученные данные в дальнейшем будут необходимы при расчете и проектировании системы автоматического управления, а именно при утяжелении режимов для расчета уставки пусковых органов АРСП. Например, если пусковой орган будет установлен в сечении 1-2 (рис. 2.4), то его уставка будет рассчитываться из мощности $P_{2\max}$ (рис. 2.8), уставка пускового органа, установленного в сечении 1-3 (рис. 2.4) будет вычислена по мощности $P_{3\max}$ (рис. 2.8).

Для примера можно провести исследование области устойчивости в мощностях, которая была построена для тестовой энергосистемы, приведенной на рис. 2.9. Область устойчивости приведена на рис. 2.10. Анализ проведен качественно, поэтому параметры схемы не приводятся.

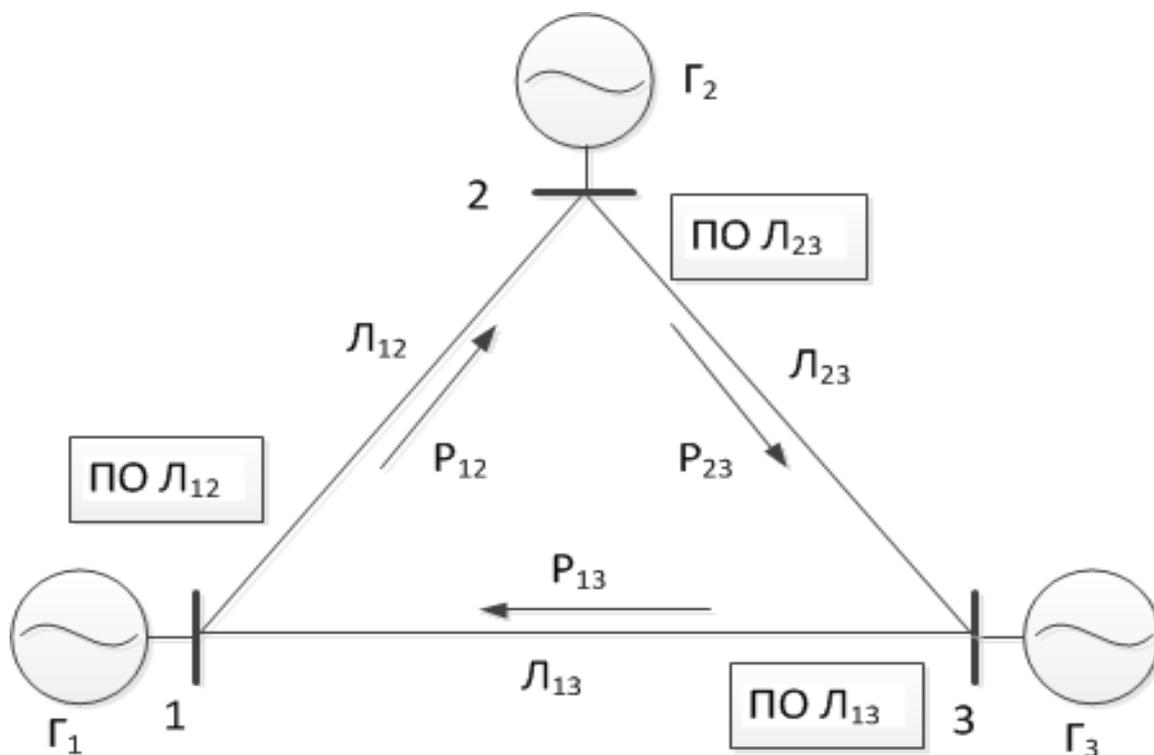


Рис. 2.9 Схема тестовой трехмашинной энергосистемы для исследования области устойчивости

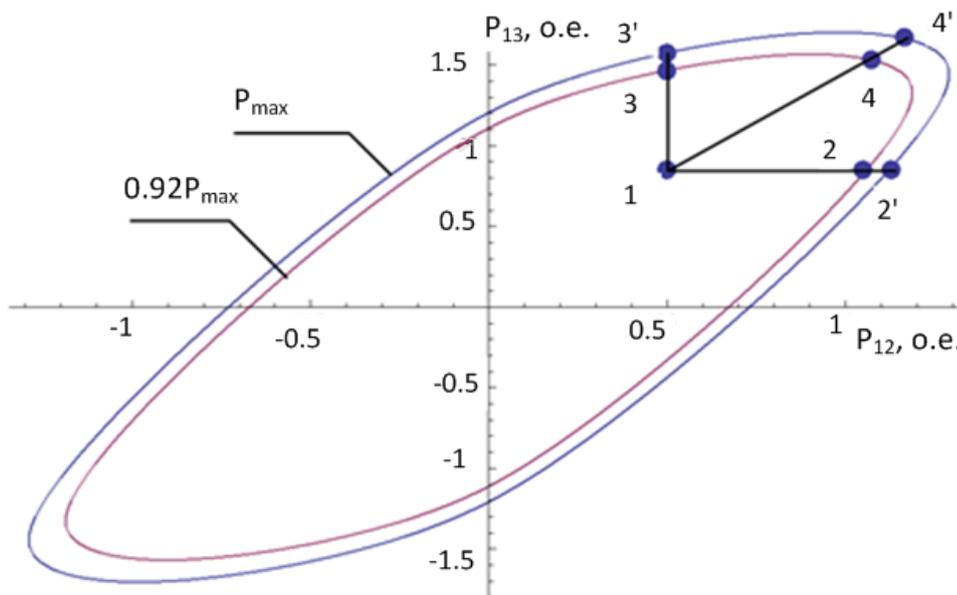


Рис. 2.10 Область устойчивости тестовой трехмашинной энергосистемы

В точке 1 на рис. 2.10 устойчивость энергосистемы не нарушается, режим устойчив. При движении режима энергосистемы из точки 1 в точку 2 происходит увеличение мощности P_{12} и существует опасность нарушения устойчивости параллельной работы генераторов с ускорением генератора 1 относительно генератора 2. В точке 2 нарушается запас по статической устойчивости в данной точке должен срабатывать пусковой орган, установленный в сечении 1-2, в точке 2' происходит нарушение устойчивости.

При движении режима энергосистемы из точки 1 в точку 3 происходит увеличение мощности P_{13} и существует опасность нарушения устойчивости параллельной работы генераторов с ускорением генератора 1 относительно генератора 3. В точке 3 нарушается запас по статической устойчивости в данной точке должен срабатывать пусковой орган, установленный в сечении 1-3, в точке 3' происходит нарушение устойчивости.

Из проведенных анализов областей устойчивости различных энергосистем следует, что с помощью оценки статической устойчивости по знаку свободного члена характеристического уравнения можно построить область статической устойчивости рассматриваемой энергосистемы, оценить запас по статической устойчивости.

В результате исследования метода оценки статической устойчивости по знаку свободного члена характеристического уравнения энергосистемы установлено, что данный метод позволяет построить область статической устойчивости рассматриваемой энергосистемы, оценить запас по статической устойчивости, а также определить оптимальную траекторию утяжеления режима энергосистемы для последующего расчета предельных перетоков мощности по сечениям в энергосистеме по условию статической аperiodической устойчивости параллельной работы объектов электроэнергетики и расчета уставки пускового органа АРСЦ, выявляющего перегрузку сечения [39].

2.2. Выбор оптимальной траектории утяжеления режима энергосистемы, расчет предельных перетоков мощности по сечению по условию статической устойчивости

Проанализировав статическую аperiodическую устойчивость параллельной работы объектов электроэнергетики по знаку свободного члена характеристического уравнения, целесообразно далее определить оптимальную траекторию утяжеления режима энергосистемы. Оптимальной является траектория, которая кратчайшим образом ведет режим к границе устойчивости. Стоит задача определения узлов энергосистемы, в которых необходимо производить изменение мощности, чтобы получить предельный по статической устойчивости режим. Таким образом, необходимо определить те узлы схемы, изменение мощности в которых наиболее сильно влияет на статическую устойчивость системы. Так как об устойчивости можно судить по значению свободного члена характеристического уравнения, то необходимо определить те узлы, изменение мощности в которых наиболее сильно влияет на значение свободного члена характеристического уравнения.

Для этого целесообразно в каждом узле энергосистемы поочередно производить изменение мощности одинакового объема и проверять, к какому изменению значения свободного члена характеристического уравнения это приведет в каждом случае. Те узлы, изменение мощности в которых приводит к

наиболее сильному изменению значения свободного члена характеристического уравнения, наиболее сильно влияют на устойчивость, и утяжеление режима целесообразно проводить именно в данных узлах (по данной траектории).

Алгоритм утяжеления (далее «Алгоритм определения оптимальной траектории утяжеления режима») следующий [40, 41]:

1. В одном из узлов энергосистемы увеличивается значение активной мощности (задается увеличение произвольного объема).

2. Рассчитывается новое значение свободного члена характеристического уравнения.

3. Определяется значение $\Delta a/\Delta P$, где Δa – значение изменения свободного члена характеристического уравнения, ΔP – значение изменения активной мощности в узле.

4. Процесс повторяется в той же последовательности для других узлов (задается увеличение мощности такого же объема).

5. Выбирается узел, для которого значение $\Delta a/\Delta P$ – максимально. Следовательно, при увеличении мощности в данном узле траектория утяжеления оптимальна (т.е. ведет режим кратчайшим образом к границе устойчивости).

Для утяжеления режима необходимо увеличивать мощность в том узле, изменение мощности в котором оказывает наибольшее влияние на значение свободного члена характеристического уравнения, а значит, на устойчивость.

Используя данный метод, получается предельный по условию статической апериодической устойчивости режим энергосистемы и соответствующие данному режиму перетоки активной мощности по сечениям – предельные перетоки. По данным перетокам рассчитывается уставка пускового органа АРСП.

Была определена оптимальная траектория утяжеления режима для условной тестовой схемы энергосистемы из четырех узлов, в каждом из которых генератор и нагрузка, рис. 2.11. Параметры схемы приведены в таблице (2.1).

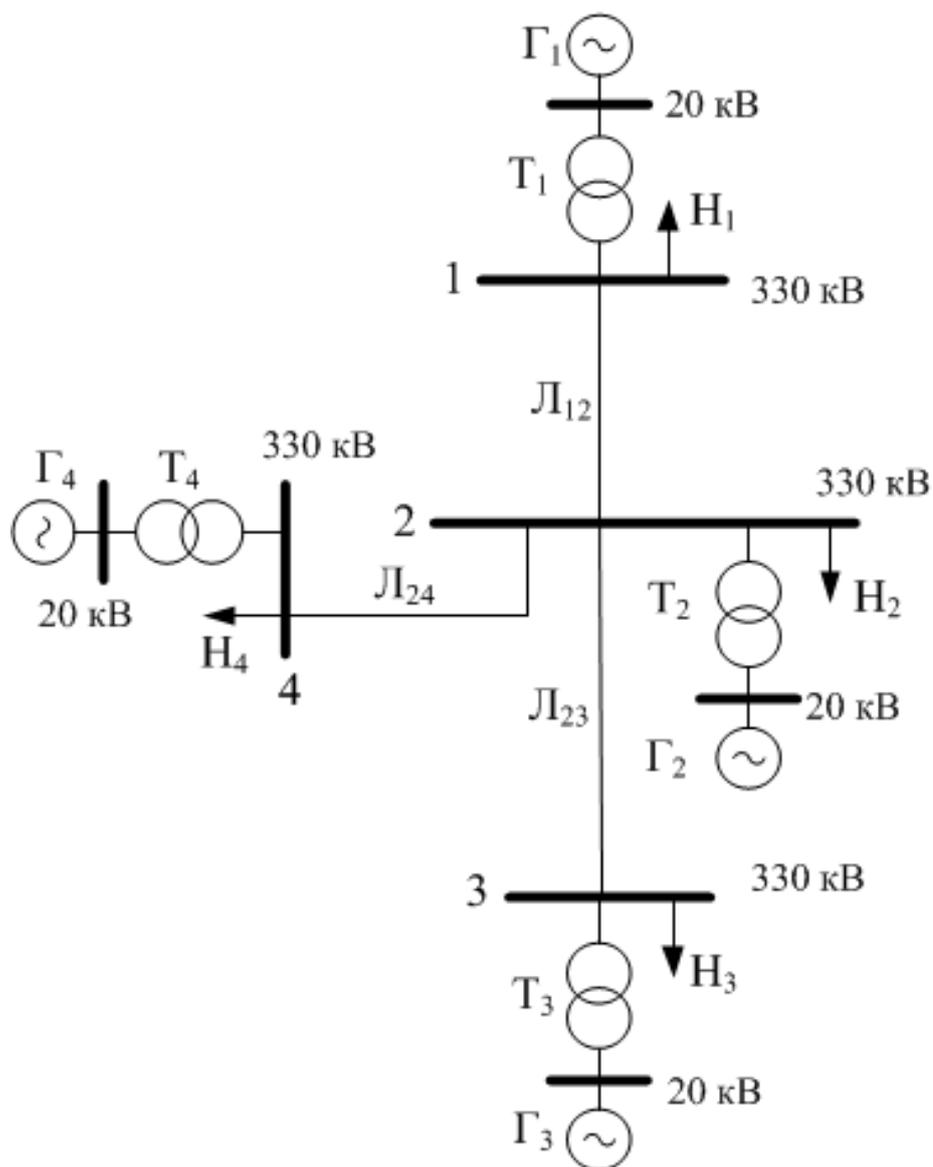


Рис. 2.11. Схема тестовой энергосистемы

Таблица 2.1 Параметры схемы тестовой энергосистемы

Γ_1	$\Gamma_2, \Gamma_3, \Gamma_4$	T_1, T_2, T_3, T_4	L_{12}	L_{23}, L_{24}	H_1	H_2	H_3	H_4
ТВМ-500/24кВ	ТГВ-300/20кВ	ТЦ-630000/330	X, Ом	X, Ом	P, МВт	P, МВт	P, МВт	P, МВт
			25	50	300	200	500	100

Утяжеление режима осуществлялось с применением «Алгоритма определения оптимальной траектории утяжеления режима», приведенного на стр.45, для рассмотрения был произвольно выбран узел 2 тестовой схемы, проверялось в каком направлении относительно узла 2 оптимально утяжелять режим, результаты приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 Результаты утяжеления режима тестовой энергосистемы

Изменение мощности на 500 МВт в узле (в направлении)	3 (2-3)	4(2-4)	1(2-1)
Значение $\Delta a/\Delta P$	$0.615 \cdot 10^{-11}$	$0.414 \cdot 10^{-11}$	$0.322 \cdot 10^{-11}$

Наибольшее значение $\Delta a/\Delta P$ достигается при изменении мощности в 3 узле, значит, изменение мощности в узле 3 наиболее сильно влияет на устойчивость. Соответственно при расчете уставок пускового органа, установленного в сечении L_{23} в узле 2 схемы рис. 2.11, необходимо утяжелять схему в направлении узла 3 (увеличивать мощность в узле 3).

Интерес представляет также зависимость значения свободного члена характеристического уравнения энергосистемы от близости перетока по сечению (для примера L_{23} схемы рис. 2.11) к предельному значению по условию статической устойчивости. Данная зависимость наглядно подтверждает, что при приближении к границе устойчивости значение свободного члена характеристического уравнения уменьшается и стремится к нулю. Зависимость для тестовой энергосистемы (рис 2.11) приведена в таблице 2.3.

Таблица 2.3 Зависимость значения свободного члена характеристического уравнения тестовой энергосистемы от близости перетока мощности по сечению к предельному значению

Переток мощности в сечении 2-3	0.96Pmax	0.92Pmax	0.8Pmax	0.15Pmax
Значение свободного члена характеристического уравнения	$3.27 \cdot 10^{-17}$	$2.2 \cdot 10^{-15}$	$5.08 \cdot 10^{-15}$	$1.75 \cdot 10^{-13}$

Таким образом, с помощью анализа статической устойчивости энергосистемы по знаку свободного члена характеристического уравнения, можно определить оптимальную траекторию утяжеления режима рассматриваемой энергосистемы для получения предельного режима по статической апериодической устойчивости параллельной работы объектов электроэнергетики, расчета предельных перетоков и уставок пусковых органов АРСП.

2.3. Алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности

После рассмотрения вопросов анализа статической устойчивости и определения оптимальной траектории утяжеления режима энергосистемы, целесообразно перейти непосредственно к алгоритму расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности, выявляющему перегрузку сечения, по условию для статической устойчивости [48, 43, 42].

Разработан алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности на основе анализа статической апериодической устойчивости параллельной работы объектов электроэнергетики с помощью знака свободного члена характеристического уравнения энергосистемы (далее «Алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности»). Границей устойчивости является режим, в котором значение свободного члена характеристического уравнения равно нулю. Указанный метод известен и описан в [49, 83], но не применялся ранее при расчете уставок пусковых органов АРСП, так как его реализацию не позволяли возможности аппаратуры. В настоящее время появление новых технологий позволяет реализовывать данный метод. Данный критерий позволяет судить о статической апериодической устойчивости параллельной работы объектов электроэнергетики, именно данный вид устойчивости необходимо оценивать пусковым органом АРСП [79, 86, 87]. Впервые предлагается применить данный метод к расчету уставки адаптивного пускового органа АРСП.

«Алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности» следующий [48, 43, 42].

1. Ввод в алгоритм исходных данных о схеме и режиме рассматриваемой энергосистемы, полученных от системы мониторинга переходных режимов – модули и фазы напряжений, активные мощности узлов схемы рассматриваемой энергосистемы (U_i, δ_i, P_i) , а также данных от системы телесигнализации – моменты инерции эквивалентных генераторов узлов, проводимости связей между узлами схемы рассматриваемой энергосистемы (T_j, y_{ij}) . При изменении состояния

элементов схемы сигналы об отключении/включении элементов также вводятся в алгоритм посредством системы телесигнализации.

2. Расчет значения свободного члена характеристического уравнения рассматриваемой энергосистемы по выражению [39]:

$$a_0 = \begin{bmatrix} \frac{dP_1 d\delta_{12}}{T_{j1}} - \frac{dP_2 d\delta_{12}}{T_{j2}} & \dots & \frac{dP_1 d\delta_{14}}{T_{j1}} - \frac{dP_2 d\delta_{14}}{T_{j2}} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{dP_1 d\delta_{12}}{T_{j1}} - \frac{dP_4 d\delta_{12}}{T_{j4}} & \dots & \frac{dP_1 d\delta_{14}}{T_{j1}} - \frac{dP_4 d\delta_{14}}{T_{j4}} \end{bmatrix}, \quad (2.13)$$

где a_0 – значение свободного члена характеристического уравнения; δ – углы между векторами напряжений узлов схемы рассматриваемой энергосистемы; T_j – момент инерции эквивалентных генераторов узлов; P – активные мощности эквивалентных генераторов.

3. Определение оптимальной траектории утяжеления режима рассматриваемой энергосистемы. Осуществляется по «Алгоритму определения оптимальной траектории утяжеления режима» следующим образом [40, 41]:

а) в одном из узлов схемы рассматриваемой энергосистемы увеличивается значение активной мощности (задается увеличение произвольного объема);

б) рассчитывается новое значение свободного члена характеристического уравнения;

в) определяется значение $\Delta a / \Delta P$, где Δa – значение изменения свободного члена характеристического уравнения, ΔP – значение изменения активной мощности в узле.

г) процесс повторяется в той же последовательности для других узлов схемы (задается увеличение мощности одинакового объема для всех узлов);

д) выбирается узел, для которого значение $\Delta a / \Delta P$ – максимально. Следовательно, при увеличении мощности в данном узле траектория утяжеления оптимальна (т.е. ведет режим кратчайшим образом к границе устойчивости). Для утяжеления режима необходимо увеличивать мощность в том узле, изменение

мощности в котором оказывает наибольшее влияние на значение свободного члена характеристического уравнения [40, 41].

4. Утяжеление режима по полученной траектории, получение предельного по условию статической апериодической устойчивости параллельной работы объектов электроэнергетики режима рассматриваемой энергосистемы. Предельным является режим, в котором значение свободного члена характеристического уравнения системы равно нулю [49, 85, 39].

5. Расчет значений перетоков активной мощности по контролируемым сечениям рассматриваемой энергосистемы в полученном предельном режиме (сечение, где устанавливается пусковой орган).

6. Выбор уставки пускового органа. Уставкой пускового органа, установленного на контролируемом сечении, является значение перетока мощности по данному сечению в предельном режиме по условию статической апериодической устойчивости с учетом коэффициента запаса и определяется следующим образом [54]:

$$P_{cp} = k_{зан} \cdot (P_{макс} - \Delta P_{нк}), \quad (2.14)$$

где $\Delta P_{нк}$ - мощность нерегулярных колебаний; $k_{зан}$ - коэффициент запаса по статической апериодической устойчивости; $P_{макс}$ - переток активной мощности в рассматриваемом сечении в предельном по статической апериодической устойчивости режиме.

7. Передача значения уставки пусковому органу, переход к п.1.

Данный расчет повторяется периодически, уставка пускового органа изменяется с изменением режима работы сети. Таким образом, устройство адаптируется к режиму работы энергосистемы, что сокращает количество излишних срабатываний и повышает степень использования пропускной способности сечения. Кроме того, изменение уставки пускового органа при изменении режима работы энергосистемы будет способствовать сокращению количества ввода излишних управляющих воздействий в энергосистеме.

Блок-схема «Алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности» приведена на рис. 2.12.

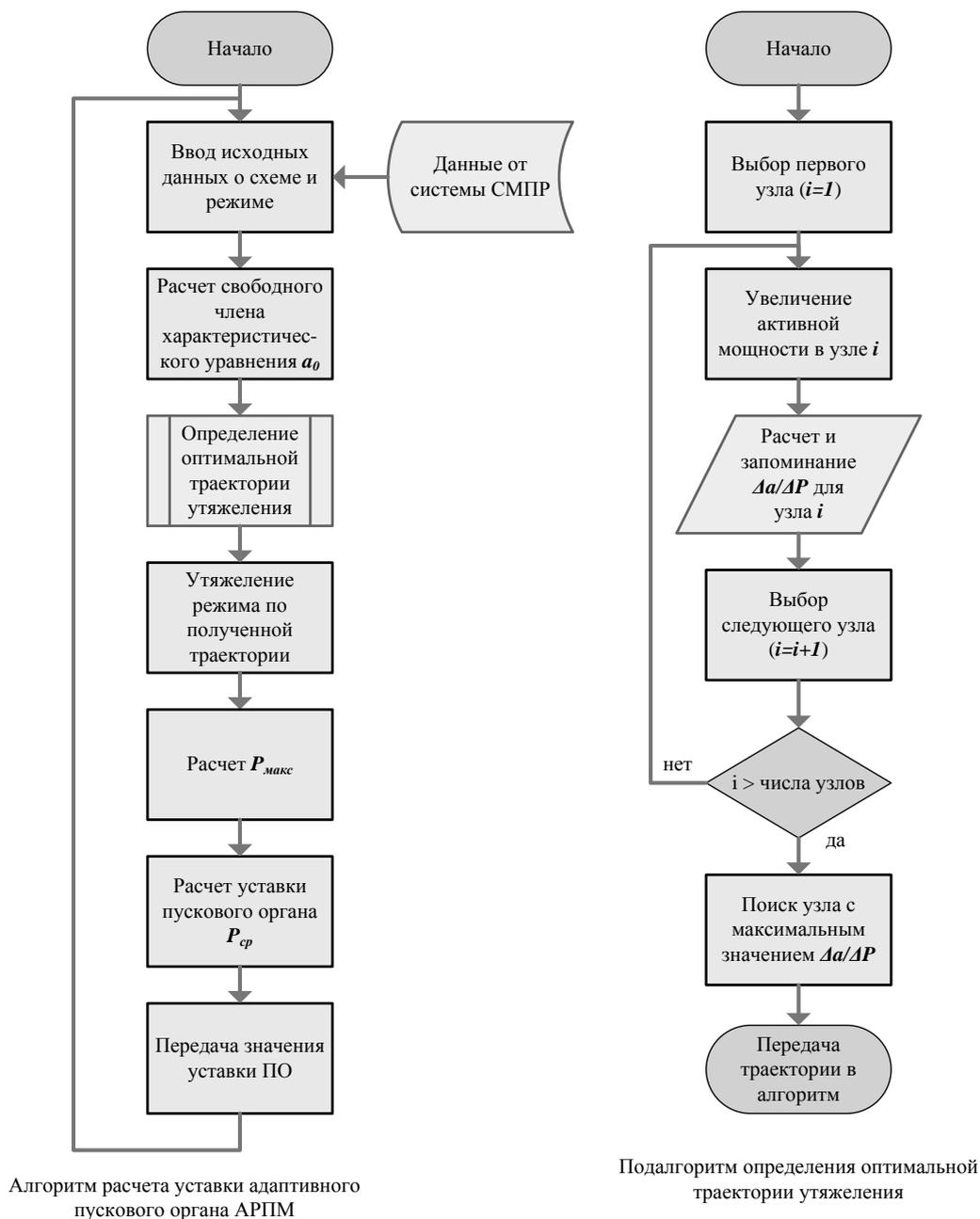


Рис. 2.12. Блок-схема алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСМ по активной мощности

Для того, чтобы определить, насколько применение разработанного алгоритма позволит повысить степень использования пропускной способности сечения проведено исследование эффективности данного алгоритма на тестовой энергосистеме, (рис. 2.11), параметры схемы приведены в таблице 2.1 (стр. 46).

Уставки рассчитывались для сечения L_{23} схемы (рис 2.11) в программном комплексе Mathcad [90] по «Алгоритму расчета уставки адаптивного пускового органа АРСМ по активной мощности». Вначале был проведен поиск

оптимальной траектории утяжеления. Для этого были рассчитаны значения da/dP для всех направлений (2-3,2-4,2-1). Результаты приведены в таблице 2.2 (стр. 47).

Наибольшее значение da/dP достигается при изменении мощности в 3 узле, значит, изменение мощности в узле 3 наиболее сильно влияет на устойчивость. Соответственно при расчете уставок пускового органа, установленного в сечении L_{23} в узле 2, необходимо утяжелять схему в направлении узла 3 (увеличивать мощность в узле 3).

Далее было проведено утяжеление режима (увеличение мощности в узле 3) до получения предельного режима по статической аperiodической устойчивости ($a_0=0$), и рассчитано значение перетока мощности по сечению L_{23} в полученном предельном режиме. По данному значению была рассчитана уставка по активной мощности пускового органа в сечении L_{23} . При расчете уставки по мощности был взят запас в 8 процентов [54]. Далее был проведен аналогичный расчет уставок при увеличении нагрузки в узле 2 тестовой схемы (рис 2.11) на 200 МВт. Результаты приведены в таблице 2.4 [48].

Таблица 2.4 Предельные по статической устойчивости перетоки активной мощности и уставки пускового органа в сечении L_{23} схемы тестовой энергосистемы рис. 2.11

Предельный переток при $a = 0$, в режиме без увеличения нагрузки в узле 2, МВт	Уставка по мощности, в режиме без увеличения нагрузки в узле 2, МВт	Предельный переток при $a = 0$, в режиме с увеличением нагрузки в узле 2, МВт	Уставка по мощности, в режиме с увеличением нагрузки в узле 2, МВт
799	735.806	699	643.986

Из таблицы 2.4 видно, что при изменении нагрузки в узле 2 на 200 МВт значение уставки пускового органа, установленного в сечении L_{23} схемы тестовой энергосистемы (рис. 2.11), меняется на 92 МВт, т.е. предложенный алгоритм расчета уставок увеличит степень использования пропускной способности сечения на 92 МВт, изменение режима может быть учтено при расчете уставки.

Для проверки точности расчета предельных перетоков по разработанному алгоритму в программном комплексе Mathcad указанные в таблице 2.4 режимы работы схемы тестовой энергосистемы (рис. 2.11) были реализованы в

программном комплексе ДАКАР. Расчеты в программном комплексе ДАКАР показали, что предельный по статической устойчивости переток мощности по сечению L_{23} составляет 765 МВт в режиме без увеличения нагрузки в узле 2 и 676 МВт в режиме с увеличением нагрузки в узле 2 тестовой схемы.

Сравнив результаты расчета в программном комплексе Mathcad и программном комплексе ДАКАР, можно сделать вывод, что различие значений предельных перетоков мощности, рассчитанных в двух различных программных комплексах, составляет 3.1-4.4 процента. Это означает, что перетоки мощности по предложенному алгоритму рассчитываются с высокой точностью. Совпадение результатов, полученных в различных программных комплексах, свидетельствуют о достоверности полученных результатов.

2.4. Исследование эффективности алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности на примере энергосистемы Казахстана

Эффективность разработанного «Алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности» была исследована на энергосистеме Казахстана [48].

Национальные электрические сети (НЭС) Казахстана представлены системообразующей сетью линий электропередачи 220-500-1150 кВ, обеспечивающей параллельную работу электростанций Казахстана, связь с энергосистемами сопредельных государств и передачу электроэнергии от энергопроизводящих организаций до оптовых потребителей. НЭС Казахстана, состоит из высоковольтных линий (ВЛ) 220-500 кВ и подстанции напряжением 220-500 кВ. Обслуживает сеть Казахстанская компания по управлению электрическими сетями АО «КЕГОС».

НЭС Республики Казахстан работает параллельно с Единой Энергосистемой России и Объединенной Энергосистемой (ОЭС) Центральной Азии. Регулирование частоты осуществляется ЕЭС России в диапазоне $(50 \pm 0,05)$ Гц. При параллельной работе с РФ участки ВЛ 500 кВ на Севере и Востоке

Республики Казахстан используются для передачи транзитных реверсивных потоков электроэнергии между Восточной частью РФ и Уралом.

Одним из «узких мест» НЭС Казахстана, является транзит 500 кВ «Север-Юг» протяженностью около 1000 км, соединяющий электрические сети Северного и Южного Казахстана (Экибастузская – Нура – Агадырь – ЮКГРЭС – Шу – Фрунзе) [56]. Данный транзит показан на схеме рис. 2.13. Упрощенная схема приведена на рис. 2.14.



Рис. 2.13 Транзит «Север – Юг» на схеме энергосистемы Казахстана

Растущий дефицит в Карагандинской области и в целом по Югу Казахстана определяет все более возрастающую потребность в увеличении пропускной способности данного направления. Отсутствие решения данной проблемы в перспективе приведет к невозможности полного покрытия дефицита

Карагандинской области и Юга Казахстана по электропередаче «Север-Юг», что в свою очередь будет сказываться на изменении объемов резервов генерирующей мощности Юга (в сторону уменьшения), во избежание покупки электроэнергии в Центральной Азии (ЦА) [56].

Анализ системы автоматического и оперативного управления НЭС Казахстана показал, что автоматические устройства и оперативное управление базируются на двухмашинном представлении сложной многомашинной энергосистемы. Сложная сеть представляется набором двухмашинных эквивалентов. Не учитывается изменение величины отборов мощности в промежуточных узлах. Такое упрощение не позволяет полностью использовать пропускную способность сечения, поскольку приходится для каждого сечения выбирать худшую ситуацию по всей недоступной для контроля части энергосистемы. Пусковые органы, фиксирующие перегрузку сечения (АНМ), имеют одну уставку, рассчитанную, исходя из худших условий [38, 56].

В результате такой настройки имеет место большое число срабатываний устройств ПА, что подтверждается анализом аварийности (в первом полугодии 2012 года ПС 500 кВ «ЮКГРЭС» зафиксировано 678 срабатываний автоматик от наброса мощности (АНМ) с действием на отключение нагрузки) [56].

Транзит 500 кВ Экибастузская – Нура – Агадырь – ЮКГРЭС – Шу – Фрунзе (Север - Юг), соединяющий сети Северного и Южного Казахстана и ЦА, помимо большой протяженности, характеризуется промежуточными отборами мощности, питающими крупные промышленные узлы и города, баланс которых может изменяться в достаточно широких диапазонах, начиная с дефицита и заканчивая профицитом энергоузлов. Это в свою очередь, оказывает влияние на пропускную способность сечения. Для подтверждения были рассчитаны допустимые перетоки в сечении ЮКГРЭС – Юг при различных значениях отборов мощности Жезказганского энергоузла и Темиртауского промузла + г. Караганда [56].

Максимально допустимые перетоки в контролируемых сечениях находились по условиям обеспечения [54]:

20% запаса по активной мощности в нормальных и утяжеленных режимах, 8% запаса в вынужденных (аварийно-допустимых) режимах.

Расчет предельных по статической устойчивости перетоков для данного сечения по направлению Казахстан – ЦА был выполнен автором в программном комплексе RastrWin. Увеличение перетока осуществлялось путем уменьшения генерации станций ЦА в режиме зимнего максимума и увеличением генерации станций на Севере НЭС Казахстана. Результаты приведены в таблице 2.5 [38].

Таблица 2.5 Результаты расчета статической устойчивости для сечения ЮКГРЭС - Юг при изменении дефицитов Жезказганского и Темиртауского энергоузлов

	Профицит Темиртауского промузла + Караганда – 100 МВт	Дефицит Темиртауского промузла + Караганда – 0 МВт	Дефицит Темиртауского промузла + Караганда – 100 МВт	Дефицит Темиртауского промузла + Караганда – 200 МВт	Дефицит Темиртауского промузла + Караганда – 300 МВт
Дефицит Жезказганского энергоузла – 100 МВт	1574	1559	1540	1520	1493
Дефицит Жезказганского энергоузла – 200 МВт	1527	1510	1484	1465	1438
Дефицит Жезказганского энергоузла – 300 МВт	1421	1455	1433	1409	1378
Дефицит Жезказганского энергоузла – 400 МВт	1416	1400	1370	1349	1315
Дефицит Жезказганского энергоузла – 500 МВт	1344	1323	1295	1268	1232

В ходе исследования было выявлено значительное влияние изменения отборов мощности Жезказганского энергоузла и Темиртауского промузла + г. Караганда на максимально допустимый переток по сечению «Север-Юг». Причем при вариации отборов мощности Темиртауского промузла и Жезказганского энергоузла изменение допустимого перетока по сечению достигает более 200 МВт в нормальной схеме.

Для повышения степени использования пропускной способности сечения необходимо отказаться от настройки пусковых органов АРСП, исходя из худшего

случая. Следует проводить данную настройку для текущего режима. При этом важно учитывать режим работы рассматриваемой сети, рис 2.13.

В рамках исследования эффективности разработанного алгоритма были рассчитаны уставки пускового органа АРСП по активной мощности, установленного в сечении «Север – Юг» Казахстана для разных режимов работы энергосистемы (для различных значений мощностей нагрузок в промежуточных узлах сечения «Север – Юг») с помощью разработанного «Алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности». Упрощенная схема энергосистемы Казахстана приведена на рис. 2.14 [48].



Рис. 2.14 Упрощенная схема замещения энергосистемы Казахстана

Уставки пускового органа АРСП – автоматики от наброса мощности (АНМ), установленного в сечении 6-7, при разных значениях дефицита мощности в узлах 4, 5 приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 Уставки АНМ сечения Север-Юг энергосистемы Казахстана

Режим работы	Дефицит мощности узла 5 - 300 МВт, Дефицит узла 4 - 500 МВт	Дефицит мощности узла 5 - 100 МВт, Дефицит узла 4 - 300 МВт	Дефицит мощности узла 5 - 100 МВт, Дефицит узла 4 - 100 МВт
Уставки АНМ сечения 6-7, МВт	1130	1315	1415

Из таблицы 2.6 видно, что уставка АНМ в зависимости от режима работы электрической сети изменяется на 285 МВт, что составляет более 25% от значения уставки при большем дефиците промежуточных узлов. Разработанный алгоритм позволяет учесть изменение режима при расчете уставки пускового органа и повысить степень использования пропускной способности сечения на 25 процентов. Изменение уставки пускового органа при изменении режима работы энергосистемы позволит сократить количество излишних срабатываний пускового органа и излишних вводов управляющих воздействий в энергосистеме.

Пусковой орган по активной мощности характеризуется простотой аппаратуры, необходимой для выявления перегрузки. Также способ фиксации перегрузки по мощности удобен, т.к. хорошо сочетается с инструкциями операторам, в которых задаются мощности по сечениям. Но с усложнением схемы преимущество простоты исчезает, т.к. может потребоваться телепередача мощности в случае сложного сечения. Кроме того, пусковой орган по мощности имеет следующий недостаток: при нарушении устойчивости в силу нелинейной зависимости мощности от угла мощность не может превысить некоторого максимума, после прохождения которого снова уменьшается. Это может привести к необходимости «загрубления» пускового органа и снижению его чувствительности [1, 8].

Исходя из отмеченного выше, пусковой орган по активной мощности целесообразно применять в случае простого сечения, т.е. сечения, состоящего из одной линии электропередачи или из нескольких линий, отходящих от шин одной подстанции. В других случаях целесообразно устанавливать пусковой орган по

углу между векторами напряжений по концам сечения. Однако, иногда в случае сложного сечения нет возможности осуществить фиксацию перегрузки сечения по углу, т.к. неясно, между какими именно векторами измерять угол, тогда целесообразно применить пусковой орган по активной мощности, несмотря на необходимость телепередачи мощности.

Особенно адаптивные пусковые органы эффективны при установке для фиксации перегрузки сечений в случае радиальных схем (в таких случаях обычно и устанавливается АРСП), особенно сечений с промежуточными отборами мощности.

Выводы по главе

Разработан и исследован алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности, который позволяет рассчитывать уставку пускового органа с учетом режима работы электрической сети. Впервые метод анализа статической устойчивости по знаку свободного члена характеристического уравнения энергосистемы применен при расчете уставки пускового органа АРСП [48].

На основе исследования эффективности алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности на примере тестовой энергосистемы и энергосистемы Казахстана установлено, что применение алгоритма позволит повысить степень использования пропускной способности сечения и сократить количество излишних вводов управляющих воздействий в энергосистеме за счет того, что обеспечит изменение уставки пускового органа при изменении режима работы энергосистемы [48].

Разработанный алгоритм целесообразно применять для расчета уставки пусковых органов, фиксирующих перегрузку сечений в многомашинной энергосистеме, особенно сечений с промежуточными отборами мощности.

3. Разработка и исследование алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу и алгоритма определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме

Для дальнейшего повышения эффективности пускового органа АРСП предлагается заменить пусковой орган по активной мощности пусковым органом по углу между векторами напряжений по концам сечения (по фазовому углу). Основное преимущество фиксации угла и скорости его изменения (скольжения) перед фиксацией передаваемой мощности и скорости ее изменения заключается в том, что при нарушении устойчивости угол нарастает монотонно, а скольжение всегда положительно, а передаваемая мощность в силу ее нелинейной зависимости от угла не может превысить некоторого максимума, после прохождения которого снова уменьшается, причем скорость ее изменения меняет знак с положительного на отрицательный. [6, 1, 8]. Опираясь на величины углов, можно также определить место (узел) и значение небаланса активной мощности в энергосистеме.

Для применения пускового органа АРСП по углу необходимо измерять фазы напряжений в узлах рассматриваемой энергосистемы. Данные результаты измерений можно получить с помощью применения системы мониторинга переходных режимов (СМПР). Указанная система позволяет получать измерения, синхронизированные по времени, т.е. система дает возможность получать данные о фазах измеряемых величин, которые могут быть использованы для фиксации перегрузки сечения в энергосистеме пусковым органом. СМПР осуществляет регистрацию параметров рассматриваемой энергосистемы с высокой точностью. Данные о точности регистрации параметров СМПР приведены в таблице 3.1 [91].

Таблица 3.1 Данные о точности параметров регистрации СМПП

Параметр	Точность регистрации
Частота	1мГц
Угол напряжения	0.1°
Действующее значение тока, напряжения	0.2%
Погрешность времени синхронизации от GPS	20мкс

Перед разработкой алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу и алгоритма определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме целесообразно также рассмотреть вопрос идентификации модели энергосистемы и вопрос выявления слабых по условию статической устойчивости сечений в энергосистеме.

Ответ на первый вопрос позволит расставить устройства измерений в энергосистеме так, чтобы их количество было минимальным, но были доступны все результаты измерений, необходимые для расчета уставки пускового органа.

Ответ на второй вопрос позволит определить сечения, в которых целесообразно расставить пусковые органы АРСП, фиксирующие перегрузку сечения в энергосистеме.

3.1. Идентификация модели энергосистемы

При рассмотрении вопроса идентификации модели энергосистемы, стоит задача получения в режиме реального времени данных для решения системы уравнений, определяющих мощность, протекающую через какую-либо точку схемы рассматриваемой энергосистемы из m узлов (рис. 3.1) [49]:

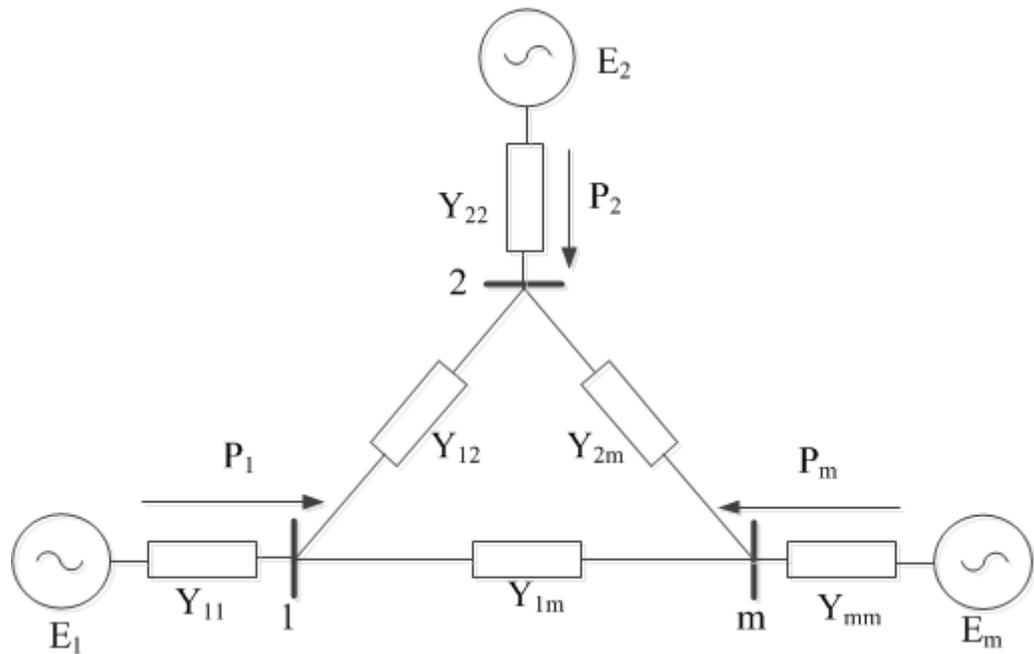


Рис. 3.1 Пример схемы энергосистемы из m узлов

$$\begin{cases} P_1 = E_1^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + \sum_{k=2}^m E_1 E_k y_{1k} \sin(\delta_{1k} - \alpha_{1k}) \\ P_2 = E_2^2 y_{22} \sin \alpha_{22} + \sum_{k=1, k \neq 2}^m E_2 E_k y_{2k} \sin(\delta_{2k} - \alpha_{2k}) \\ \dots \\ P_m = E_m^2 y_{mm} \sin \alpha_{mm} + \sum_{k=1}^{m-1} E_m E_k y_{mk} \sin(\delta_{mk} - \alpha_{mk}) \end{cases} \quad (3.1)$$

где P_k - активная мощность, передаваемая через узел k , E_k - ЭДС узла k , y_{kk}, y_{km} - собственные и взаимные проводимости узлов схемы, δ_{km} - углы между ЭДС узлов.

Эти данные потребуются в дальнейшем для расчета уставки пускового органа.

Возникает вопрос, в каких именно узлах рассматриваемой энергосистемы необходимо устанавливать измерительные преобразователи (PMU) системы СМНР, чтобы вся система была наблюдаемой. Данный вопрос рассмотрен в [92]. В указанной работе доказывается, что снабжение выбранного количества узлов устройствами PMU может сделать всю систему наблюдаемой. Это будет возможно путем надлежащего размещения PMU среди системы узлов.

Измерительный преобразователь (PMU), помещенный в каком-либо узле, может измерять вектор напряжения в этом узле, а также векторы токов всех примыкающих к этому узлу линий. Это означает, что напряжения соседних узлов

будут также доступны. Но получить данные напряжения можно только расчетным методом, что возможно лишь с определенной погрешностью. Таким образом, вся система может стать наблюдаемой путем размещения PMU в выбранных узлах системы, и чем меньше PMU будет установлено, тем ниже будет точность расчета. Целью задачи размещения PMU является определение такого размещения, при котором их число будет минимальным, но система будет наблюдаема, т.е. будут известны фазы напряжений всех узлов схемы рассматриваемой энергосистемы.

Для системы из n узлов задача размещения может быть сформулирована так [92]:

$$\begin{cases} \min \sum_i^n w_i x_i; \\ f(x) \geq 1, \end{cases} \quad (3.2)$$

где x – это вектор бинарных переменных, чьи значения определяются как:

$$x_i = \begin{cases} 1, \text{ если PMU размещено в узле } i \\ 0, \text{ в остальных случаях} \end{cases}$$

w_i – это стоимость PMU, установленного в узле i ; $f(x)$ – это вектор-функция, значения которой не равны нулю, если соответствующее узловое напряжение может быть определено в данном наборе измерений, и ноль - в противном случае; 1 – это вектор, все значения которого равны единице.

Для разъяснения используется 7-узловая схема, рис. 3.2 [92].

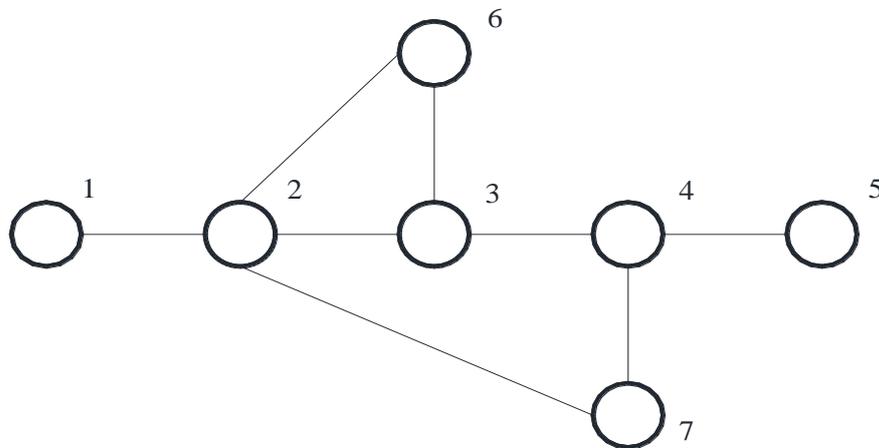


Рис. 3.2 Пример схемы энергосистемы из семи узлов

Двоичная матрица для данной схемы:

$$A_{km} = \begin{cases} 1, \text{ если } k=m \\ 1, \text{ если } k \text{ и } m \text{ соединены} \\ 0, \text{ в ином случае} \end{cases}$$

Матрица А может быть получена из матрицы узловых проводимостей путем преобразования ее записи в двоичную форму.

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Ограничения в этом случае:

$$f(x) = \begin{cases} f_1 = x_1 + x_2 \geq 1 \\ f_2 = x_1 + x_2 + x_3 + x_6 + x_7 \geq 1 \\ f_3 = x_2 + x_3 + x_4 + x_6 \geq 1 \\ f_4 = x_3 + x_4 + x_5 + x_7 \geq 1 \\ f_5 = x_4 + x_5 \geq 1 \\ f_6 = x_2 + x_3 + x_6 \geq 1 \\ f_7 = x_2 + x_4 + x_7 \geq 1 \end{cases} \quad (3.4)$$

Оператор «+» служит в качестве логического «или» и использование 1 в правой части неравенства гарантирует, что, по крайней мере, одна из переменных, входящих в сумму, будет отлична от нуля.

Для примера, рассмотрим условия, связанные с узлами 1 и 2, как указано ниже:

$$\begin{aligned} f_1 &= x_1 + x_2 \geq 1 \\ f_2 &= x_1 + x_2 + x_3 + x_6 + x_7 \geq 1 \end{aligned} \quad (3.5)$$

Первое условие предполагает, что, по крайней мере, один РМУ должен быть помещен в любой из узлов 1 или 2 (или оба), чтобы сделать узел 1 наблюдаемым. Аналогично, второе условие указывает, что, по крайней мере, один РМУ должен быть установлен в любой узел 1, 2, 3, 6 или 7, чтобы сделать узел 2 наблюдаемым.

Важно отметить, что в работе [92] не рассматривается в должной мере вопрос погрешности при вычислении недостающих измерений. Метод определения узлов схемы, в которых необходимо устанавливать измерительные преобразователи, чтобы сделать систему наблюдаемой, приведенный в [92], был применен к тестовой схеме энергосистемы из четырех узлов, в каждом из которых

генератор и нагрузка, рис. 3.3 (на данном рисунке приведена схема из программного комплекса ДАКАР). Параметры схемы приведены в таблице 3.2. Данная схема была смоделирована в программном комплексе ДАКАР. Было определено, приведенным в [92] методом, в каких узлах данной схемы необходимо установить измерительные преобразователи, вычислены недостающие измерения и оценена точность вычисления. Сравнивались значения напряжений в узлах схемы, вычисленные и измеренные в программном комплексе ДАКАР.

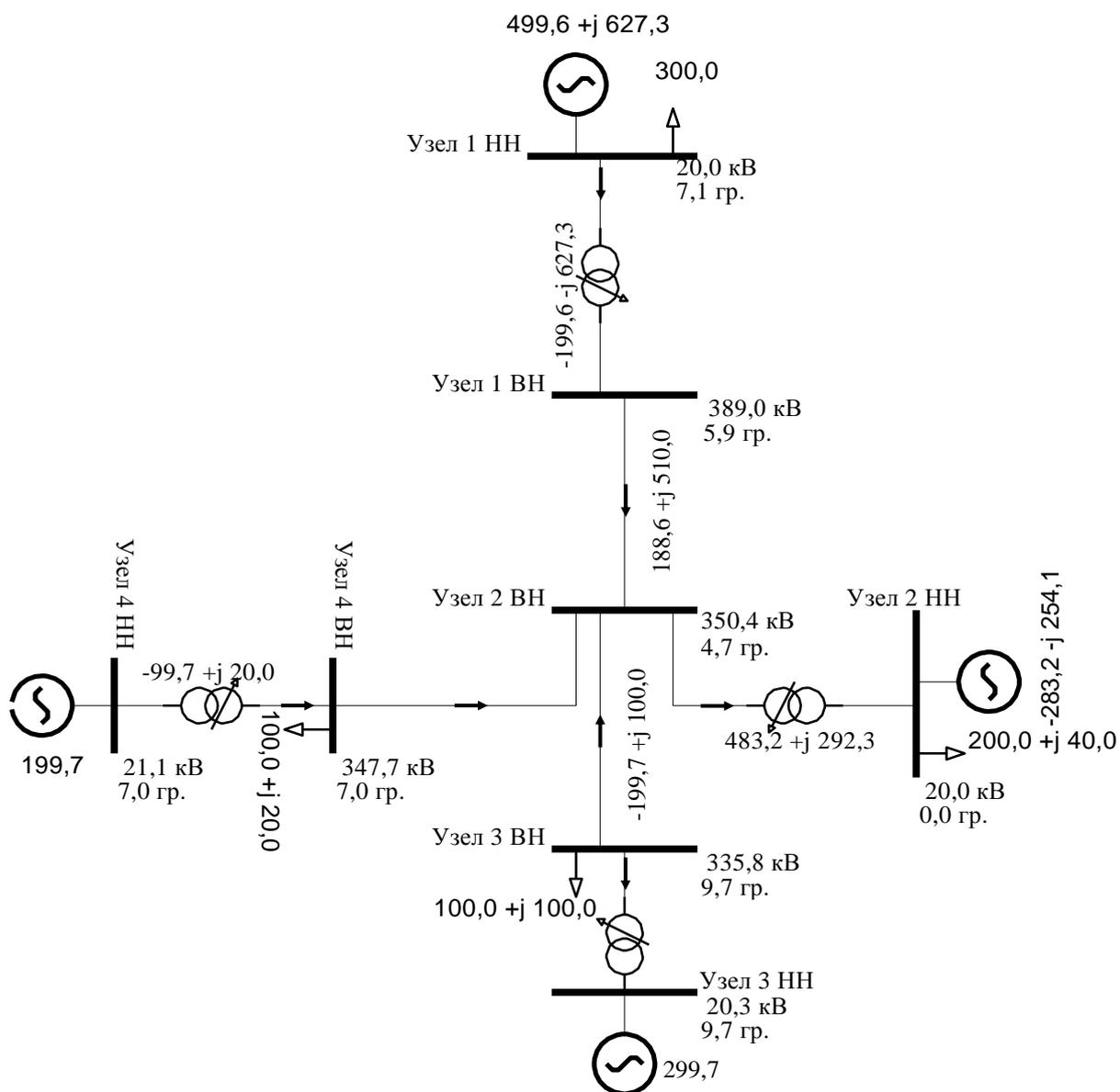


Рис. 3.3 Схема рассматриваемой тестовой энергосистемы

Таблица 3.2 параметры схемы рассматриваемой тестовой энергосистемы

Генератор узла 1	Генератор узлов 2,3,4	Трансформатор узлов 1,2,3,4	Связь узлов 1-2	Связь узлов 2-3, 2-4	Нагрузка узла 1	Нагрузка узла 2	Нагрузка узла 3	Нагрузка узла 4
ТВМ-500/24кВ	ТГВ-300/20кВ	ТЦ-630000/330	Х, Ом	Х, Ом	Р, МВт	Р, МВт	Р, МВт	Р, МВт
			25	50	300	200	100	100

Матрица А для схемы рис. 3.3.:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

В матрице (3.6) все элементы второй строки являются единицами, Согласно [92], это означает, что зная измерения от измерительного преобразователя, установленного в узле 2, можно вычислить измерения для остальных узлов рассматриваемой схемы. Таким образом, из матрицы (3.6) следует, что достаточно поставить PMU в узле 2, чтобы все узлы стали наблюдаемыми.

Далее стоит задача вычисления параметров остальных узлов рассматриваемой схемы по параметрам, получаемым от PMU узла 2.

От PMU узла 2 могут быть получены следующие параметры:

Модуль и фаза напряжения узла 2, активные и реактивные мощности и токи линий, выходящие/входящие в узел 2.

Параметры остальных узлов были вычислены, используя законы Ома и Кирхгофа [47]:

$$U = I \cdot Z; \quad (3.7)$$

$\sum_{i=1}^k E_i = \sum_{i=1}^m I_i Z_i,$	(3.8)
--	-------

где U – напряжение (разность потенциалов между началом и концом электрической цепи), I – ток в цепи, Z – сопротивление цепи, k – число источников, m – число ветвей, E_i – ЭДС i-го источника, I_i, Z_i – ток и сопротивление i-й ветви.

В рамках исследования с использованием указанных законов были вычислены модули и фазы напряжений узлов 1,3,4 по исходным данным, полученным от PMU узла 2 рассматриваемой тестовой схемы рис. 3.3, и

полученные значения сравнены с измеренными в программном комплексе ДАКАР [47]. Результаты приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 Результаты идентификации модели рассматриваемой тестовой энергосистемы

	U ₁ модуль, кВ	U ₁ фаза, град.	U ₃ модуль, кВ	U ₃ фаза, град.	U ₄ модуль, кВ	U ₄ фаза, град.
Расчетное	378	5.05	328	8.98	338	5.98
Измеренное	389	5.9	335	9.7	347	7

Из таблицы (3.3) видно, что значения модулей и фаз напряжений, измеренные в программном комплексе ДАКАР и вычисленные не совпадают друг с другом. Это означает, что по измерениям, полученным от РМУ одного узла можно получить параметры остальных узлов, но со значительной неточностью расчета.

Автором исследована зависимость значения угла между векторами напряжений по концам сечения Л₂₃ схемы рис. 3.3 в предельном по статической устойчивости режиме, от того, с помощью каких из двух вариантов получены результаты измерений. В соответствии с первым вариантом, считается, что все результаты измерений получены от РМУ, которые установлены в каждом узле рассматриваемой схемы, согласно второму варианту считается, что РМУ стоит только в узле 2, остальные параметры рассчитывались по (3.7), (3.8). Получение предельного по статической устойчивости режима осуществлялось с помощью «Алгоритма определения оптимальной траектории утяжеления режима», приведенного в п. 2.1 [47]. Результаты приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 Предельные углы между векторами напряжений узлов 2 и 3 тестовой схемы, вычисленные при наличии измерений всех узлов и при наличии измерений только в узле 2

δ_{23} , град., при РМУ в каждом узле	87.1
δ_{23} , град., при РМУ в узле 2	86.9

Из таблицы 3.4 видно, что вычисления значений углов вместо их измерения вносит определенные неточности в расчеты предельных углов, но погрешность составляет не более 0.5 процентов.

Исходя из этого, можно сделать вывод, что метод, предложенный в [92] может быть использован для идентификации модели рассматриваемой энергосистемы при расчете статической устойчивости и предельных углов между векторами напряжений по концам сечений, и уставки пускового органа АРСП, но чем меньше РМУ будет установлено, тем больше будет неточность расчета; для повышения точности расчета необходимо увеличивать количество РМУ. Избыточность РМУ нужна также для дорасчета недостоверных измерений.

В результате исследования метода идентификации модели энергосистемы установлено, что данный метод может быть применен для выбора мест (узлов) расстановки устройств измерений в энергосистеме, чтобы получить все необходимые результаты измерений для расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП [47].

3.2. Выявление слабых по условию статической устойчивости сечений в энергосистеме

Кроме вопросов идентификации модели рассматриваемой энергосистемы (п.3.1) [47], перед разработкой алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу целесообразно исследовать возможность выявления по углу слабых сечений по условию статической устойчивости в многомашинной энергосистеме. Определив слабые сечения в рассматриваемой энергосистеме, появится возможность правильно расставить пусковые органы, фиксирующие перегрузку сечений, в данной энергосистеме [47].

Выявлению слабых сечений уделяется внимание в [93]. но в данной работе рассматриваются, в первую очередь, опасные сечения асинхронного режима.

К нарушению статической устойчивости приводит перегрузка сечений в энергосистеме. Те сечения, перегрузка которых приводит к нарушению устойчивости, являются слабыми [6]. Выявляются данные сечения следующим образом: для тестовой энергосистемы задаются небалансы активной мощности в узлах и увеличиваются до наступления предельного по условию статической устойчивости режима, и в этом режиме по значению изменения углов между

векторами напряжений по концам сечений определяется перегрузившееся сечение, т.е. то сечение, перегрузка которого привела к нарушению устойчивости. Изменение угла между векторами напряжений по концам сечения будет наибольшим для того сечения, которое перегрузилось наиболее сильно, перегрузка этого сечения привела к нарушению устойчивости. Именно в данном сечении целесообразно устанавливать пусковой орган, фиксирующий перегрузку. Анализировать статическую устойчивость целесообразно по «Алгоритму анализа статической устойчивости» п. 2.1, который основан на анализе знака свободного члена характеристического уравнения [39].

Характеристическое уравнение имеет вид:

$$A_0 p^n + A_1 p^{n-1} + A_2 p^{n-2} + \dots + A_n = 0, \quad (3.9)$$

где $A_0 \dots A_n$ - коэффициенты характеристического уравнения; p - дифференциальный оператор; n - порядок характеристического уравнения, соответствующий количеству узлов схемы энергосистемы, для которой составлено характеристическое уравнение. Углы для выявления слабого сечения рассчитывались по выражению (3.1) [49].

Исследования данного метода проводились автором на схеме условной тестовой схемы энергосистемы из четырех узлов, в каждом из которых генератор и нагрузка, рис. 3.4 [47]. Параметры схемы приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 Параметры схемы тестовой энергосистемы

Γ_1	$\Gamma_2, \Gamma_3, \Gamma_4$	T_1, T_2, T_3, T_4	L_{12}	L_{23}, L_{24}	H_1	H_2	H_3	H_4
ТВМ-500/24кВ	ТГВ-300/20кВ	ТЦ-630000/330	Х, Ом	Х, Ом	Р, МВт	Р, МВт	Р, МВт	Р, МВт
			25	50	300	200	500	100

С целью исследования метода выявления слабого сечения в тестовой схеме рис. 3.4 в программном комплексе Mathcad автором задавались небалансы мощности до нарушения статической устойчивости, которое фиксировалось по равенству нулю свободного члена характеристического уравнения, и для предельного режима рассчитывались изменения углов между векторами напряжений по концам сечений по (3.1). Результаты приведены в таблице 3.6 [47].

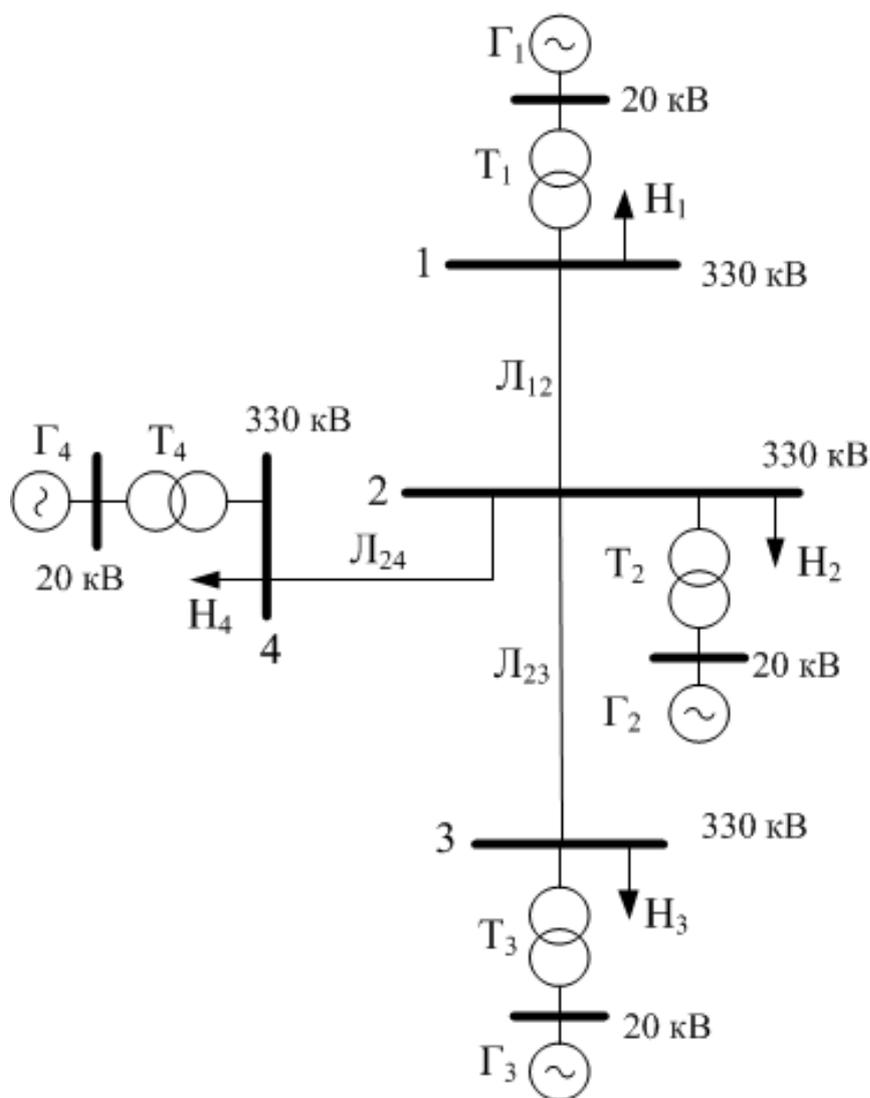


Рис. 3.4 Схема тестовой энергосистемы

Таблица 3.6 Изменение углов между векторами напряжений тестовой схемы рис. 3 в результате изменения балансов мощностей (предельный по статической устойчивости режим)

Направление утяжеления режима	Изменение угла между напряжениями узлов 1-2, рад	Изменение угла между напряжениями узлов 2-3, рад	Изменение угла между напряжениями узлов 2-4, рад
2-3	0	0.62	0
3-4	0	0.55	-0.07
1-4	-0.37	0	-1.07
1-3	0.13	1.32	0
1-2	-1.46	0	0
2-4	0	0	1.11

Из таблицы 3.6 видно, что при небалансах мощности в различных узлах тестовой схемы наиболее сильно изменяются углы для сечений L_{12} , L_{23} , L_{24} ,

следовательно, перегрузка этих сечений в различных режимах может привести к нарушению устойчивости, но чаще всего перегружается сечение L_{23} . Это означает, что для данной схемы пусковые органы, выявляющие перегрузку, необходимо установить во всех сечениях, в первую очередь, в сечении L_{23} .

Автором были проведены аналогичные исследования для тестовой схемы рис. 3.4 в программном комплексе ДАКАР [47]. Результаты совпали с полученными в программном комплексе Mathcad – в тестовой схеме при различных небалансах перегружаются сечения L_{12} , L_{23} , L_{24} , чаще всех перегружается сечение L_{23} . Для подтверждения приведены временные зависимости углов между векторами напряжений по концам сечений тестовой схемы рис 3.4 при небалансе в узлах 1-3 из программного комплекса ДАКАР рис. 3.5 [47].

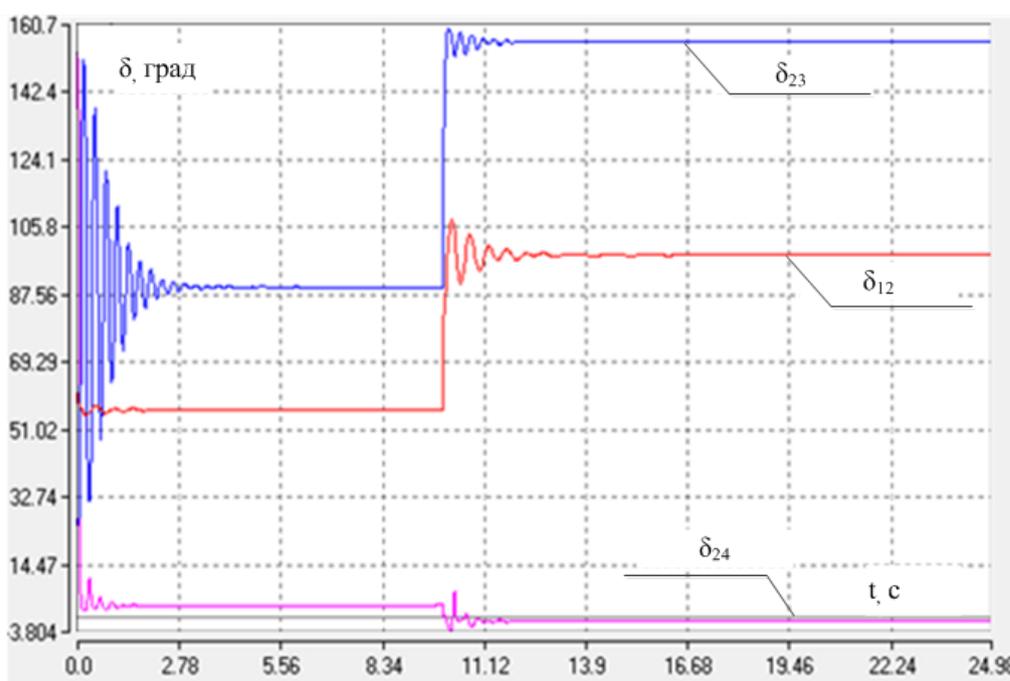


Рис. 3.5 Временные зависимости углов между векторами напряжений по концам сечений тестовой схемы рис. 3.4 при небалансе мощности в узлах 1-3

Из рисунка 3.5 видно, что при небалансе мощности в узлах 1-3 наиболее сильно изменяется угол 2-3, аналогичный результат был получен в программном комплексе Mathcad (таблица 3.6).

Таким образом, исследования, проведенные в двух различных программных комплексах, совпали и показали, что анализируя изменение угла между векторами

напряжений по концам сечений в рассматриваемой энергосистеме в предельном по условию статической устойчивости режиме, можно определить слабые сечения в многомашинной энергосистеме. Данные сечения являются опасными по условию статической устойчивости. Перегрузка данных сечений может привести к нарушению статической устойчивости.

Выявление указанных опасных сечений в многомашинной энергосистеме является актуальным вопросом, так как именно в этих сечениях целесообразно устанавливать пусковые органы АРСП, фиксирующие перегрузку сечений.

В результате исследования метода выявления слабого по условию статической устойчивости сечения в многомашинной энергосистеме, установлено, что, анализируя изменения углов между векторами напряжений по концам сечений в рассматриваемой энергосистеме в предельном режиме по статической устойчивости, можно выявить сечение, перегрузка которого привела к нарушению устойчивости, и в котором целесообразно устанавливать пусковой орган АРСП [47].

3.3. Разработка и исследование алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу

После рассмотрения метода идентификации модели рассматриваемой энергосистемы (п. 3.1), а также исследования метода определения слабых сечений в многомашинной энергосистеме, в которых необходимо устанавливать пусковые органы АРСП (п. 3.2), целесообразно перейти к разработке алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу.

Разработан «Алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу», отличающийся тем, что позволяет рассчитывать уставку пускового органа для текущего режима работы рассматриваемой энергосистемы, анализируя статическую устойчивость по знаку свободного члена характеристического уравнения энергосистемы [47, 44, 46]. Алгоритм позволяет пусковому органу адаптироваться к режиму работы рассматриваемой сети, что исключит его излишние срабатывания и повысит тем самым степень

использования пропускной способности сечения в рассматриваемой энергосистеме, а также сократит количество излишних вводов управляющих воздействий. По сравнению с применением пускового органа по активной мощности, степень использования пропускной способности сечения в энергосистеме дополнительно повысится за счет использования пускового органа по углу, обладающего высокой чувствительностью [8].

«Алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу» построен на основе «Алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности» (п. 2.3), но уставка рассчитывается не в единицах активной мощности, а в единицах угла между векторами напряжений по концам сечения, т.е. фиксация перегрузки осуществляется на другом принципе. «Алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу» следующий [47]:

1. Ввод в алгоритм исходных данных о схеме и режиме рассматриваемой энергосистемы, полученных от системы мониторинга переходных режимов – модули и фазы напряжений, активные мощности узлов схемы рассматриваемой энергосистемы (U_i, δ_i, P_i) , и данных от системы телесигнализации – моменты инерции эквивалентных генераторов узлов, проводимости связей между узлами схемы рассматриваемой энергосистемы (T_j, y_{ij}) . При изменении состояния элементов схемы сигналы об отключении/включении элементов также вводятся в алгоритм посредством системы телесигнализации. Вычисление недостающих измерений осуществляется методом, рассмотренным в п. 3.1 по уравнениям (3.7), (3.8).

2. Расчет значения свободного члена характеристического уравнения рассматриваемой энергосистемы по выражению [39]:

$$a_0 = \begin{bmatrix} \frac{dP_1 d\delta_{12}}{T_{j1}} - \frac{dP_2 d\delta_{12}}{T_{j2}} & \dots & \frac{dP_1 d\delta_{14}}{T_{j1}} - \frac{dP_2 d\delta_{14}}{T_{j2}} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{dP_1 d\delta_{12}}{T_{j1}} - \frac{dP_4 d\delta_{12}}{T_{j4}} & \dots & \frac{dP_1 d\delta_{14}}{T_{j1}} - \frac{dP_4 d\delta_{14}}{T_{j4}} \end{bmatrix}, \quad (3.10)$$

где a_0 – значение свободного члена характеристического уравнения; δ – углы между векторами напряжений узлов схемы рассматриваемой энергосистемы; T_j – момент инерции эквивалентных генераторов узлов; P – активные мощности эквивалентных генераторов.

3. Определение оптимальной траектории утяжеления режима рассматриваемой энергосистемы. Осуществляется по «Алгоритму определения оптимальной траектории утяжеления режима» следующим образом [40, 41]:

а) в одном из узлов схемы рассматриваемой энергосистемы увеличивается значение активной мощности (задается увеличение произвольного значения);

б) рассчитывается новое значение свободного члена характеристического уравнения по (3.10);

в) определяется значение $\Delta a/\Delta P$, где Δa – значение изменения свободного члена характеристического уравнения, ΔP – значение изменения активной мощности в узле схемы рассматриваемой энергосистемы,

г) процесс повторяется для других узлов в той же последовательности (задается увеличение мощности одинакового объема для каждого узла схемы);

д) выбирается узел, для которого значение $\Delta a/\Delta P$ – максимально. Следовательно, изменение мощности в данном узле наиболее сильно влияет на статическую устойчивость (т.к. о статической устойчивости судят по значению свободного члена характеристического уравнения [49, 85]), т.е. траектория утяжеления при изменении мощности в данном узле оптимальна, поэтому утяжелять режим целесообразно именно по данной траектории.

4. Утяжеление режима по полученной траектории, получение предельного по условию статической аperiodической устойчивости параллельной работы объектов электроэнергетики режима рассматриваемой энергосистемы. Предельным является режим, в котором значение свободного члена характеристического уравнения системы равно нулю [49, 85, 39].

5. Расчет углов между векторами напряжений по концам сечений (фазовых углов) в рассматриваемой энергосистеме в полученном предельном режиме – предельные углы (для сечений, где устанавливаются пусковые органы).

6. Расчет уставки по углу.

Пусковой орган по углу должен быть чувствителен при угле между векторами напряжений по концам контролируемого сечения, соответствующем нарушению статической устойчивости [1].

Уставки пусковых органов по углу рассчитываются по формуле:

$$\delta_{уст} = K \cdot \delta_{np}, \quad (3.11)$$

где: δ_{np} - угол между векторами напряжений по концам сечения, соответствующий нарушению статической устойчивости (предельный угол); K - коэффициент запаса.

7. Передача значения уставки пусковому органу, переход к пункту 1.

Данный расчет повторяется периодически, расчет уставки осуществляется для текущего режима работы рассматриваемой энергосистемы, т.е. устройство адаптируется к режиму работы данной энергосистемы.

Автором исследована эффективность данного алгоритма по сравнению с «Алгоритмом расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности» [47].

Исследования проводились для схемы тестовой энергосистемы из четырех узлов, в каждом из которых эквивалентный генератор конечной мощности, приведенной на рис. 3.6. параметры схемы приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 Параметры схемы тестовой энергосистемы

Мощность эквивалентно го генератора 1, МВт	Мощность эквивалентно го генератора 2, МВт	Мощность эквивалентно го генератора 3, МВт	Мощность эквивалентно го генератора 4, МВт	Сопротивление сечений 1-2, 2-3, Ом	Сопротивление сечения 2-4, Ом
1350	0	-1350	0	300	200

Для схемы рис. 3.6 была рассчитана уставка пускового органа АРСП, установленного в сечении 2-3, по углу между векторами напряжений по концам сечения, по «Алгоритму расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу».

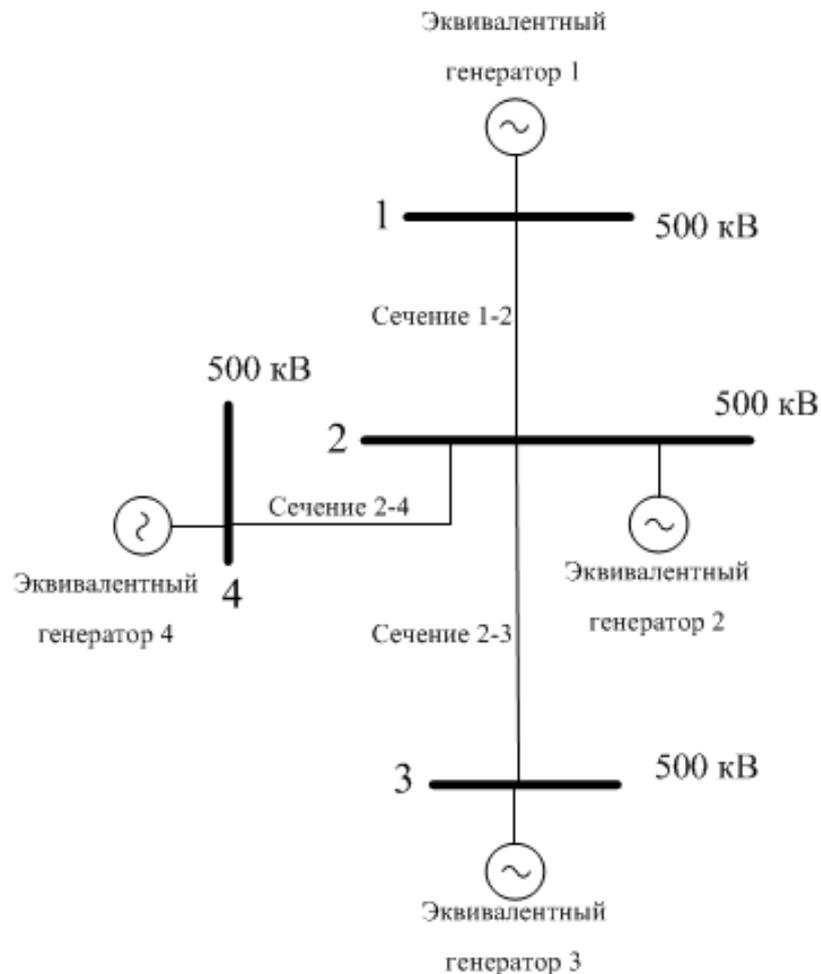


Рис. 3.6 Схема рассматриваемой тестовой энергосистемы

Затем для этого же сечения была рассчитана уставка пускового органа по активной мощности, по «Алгоритму расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности» (п. 2.3). При настройке пускового органа по активной мощности необходимо учитывать запас по статической аperiodической устойчивости не менее 8% [54]. Допустимый запас по углу строго не нормируется [54]. В связи с тем, что пусковой орган по углу обладает большей чувствительностью, чем пусковой орган по мощности [1, 8], при настройке пускового органа берется меньший запас (не менее 4%).

Затем была рассчитана мощность в сечении 2-3 схемы рис. 3.6, соответствующая уставке пускового органа по углу (в режиме, в котором рассматриваемый угол достигает значения уставки). Результаты приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 Уставки пускового органа АРСП в сечении 2-3 рассматриваемой тестовой схемы рис. 3.6 по мощности и углу

Предельная активная мощность по сечению 2-3, МВт	Уставка пускового органа сечения 2-3 по мощности, МВт	Предельный угол между векторами напряжений узлов 2 и 3, рад	Уставка пускового органа сечения 2-3 по углу, рад	Активная мощность по сечению 2-3, соответствующая уставке по углу, МВт	ΔP_{23} МВт
728	670	-1.06	-1.028	713	43

Из таблицы 3.8 видно, что мощность, соответствующая уставке по углу больше на 43 МВт, чем уставка по мощности, что объясняется тем, что при расчете уставки по углу допустимо брать меньший запас из-за большей чувствительности пускового органа по углу. Таким образом, применение пускового органа по углу позволит увеличить степень использования пропускной способности сечения в рассматриваемой энергосистеме по сравнению с пусковым органом по активной мощности.

Далее было проведено исследование эффективности «Алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу», без сравнения пускового органа по углу с пусковым органом по активной мощности. Было проверено, способствует ли применение указанного алгоритма повышению степени использования пропускной способности сечения в рассматриваемой энергосистеме при изменении режима работы данной энергосистемы [47]. В предыдущей главе было проведено аналогичное исследование «Алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности», которое показало, что возможно учитывать режим работы рассматриваемой энергосистемы при расчете уставки пускового органа АРСП по активной мощности, и этот учет позволяет повысить степень использования пропускной способности сечения рассматриваемой энергосистемы [48].

Для тестовой схемы, рис. 3.6 была исследована зависимость предельного по статической устойчивости угла между векторами напряжений по концам сечения 2-3 (фазового угла) от величины активной мощности в узлах 1,4.

Предельным считался режим, в котором значение свободного члена характеристического уравнения равно нулю [49, 85, 39], углы рассчитывались по уравнению 3.1 [49]. Результаты приведены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 Изменение предельного угла между векторами напряжений 2-3 в зависимости от изменения мощностей узлов 1,4 тестовой схемы

Мощность эквивалентно го генератора 1, МВт	Мощность эквивалентно го генератора 2, МВт	Мощность эквивалентно го генератора 3, МВт	Мощность эквивалентно го генератора 4, МВт	Предельная активная мощность по сечению 2-3, МВт	Предельный угол между векторами напряжений узлов 2 и 3, рад.
1350	0	-1350	0	-728	-1.028
1650	0	-1050	-600	-529	-0.67
1700	0	-900	-800	-422	-0.51

Из таблицы 3.9 видно, что при увеличении потребления мощности в узле 4 рассматриваемой энергосистемы пропускная способность сечения 2-3 снижается, эта зависимость имеет место как в значениях активных мощностей по сечению, так и в значениях углов между векторами напряжений узлов 2 и 3. Таким образом, влияние режима работы рассматриваемой энергосистемы на допустимый переток мощности по сечению данной энергосистемы имеет место и может быть учтено как при расчете уставки пускового органа АРСП по активной мощности, так и по фазовому углу.

«Алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу», позволит учитывать изменение режима работы рассматриваемой энергосистемы, и будет способствовать повышению степени использования пропускной способности сечения в данной энергосистеме.

Исследование влияние режима работы рассматриваемой энергосистемы на предельный угол между векторами напряжений по концам сечения в данной энергосистеме (по которому рассчитывается уставка пускового органа) можно провести на области устойчивости энергосистемы, построение которой рассмотрено в п. 2.1. В частности, можно построить область устойчивости для тестовой энергосистемы, рис. 3.6 в углах между векторами напряжений узлов схемы. Область устойчивости строится по условию равенства нулю свободного

члена характеристического уравнения [49, 85, 39]. Для удобства данная область строится в координатах углов между векторами напряжений узлов рассматриваемой схемы 1-3 (δ_{13}) и 1-4 (δ_{14}) при фиксированном значении угла между векторами напряжений узлов 1-2. Область приведена на рис. 3.7.

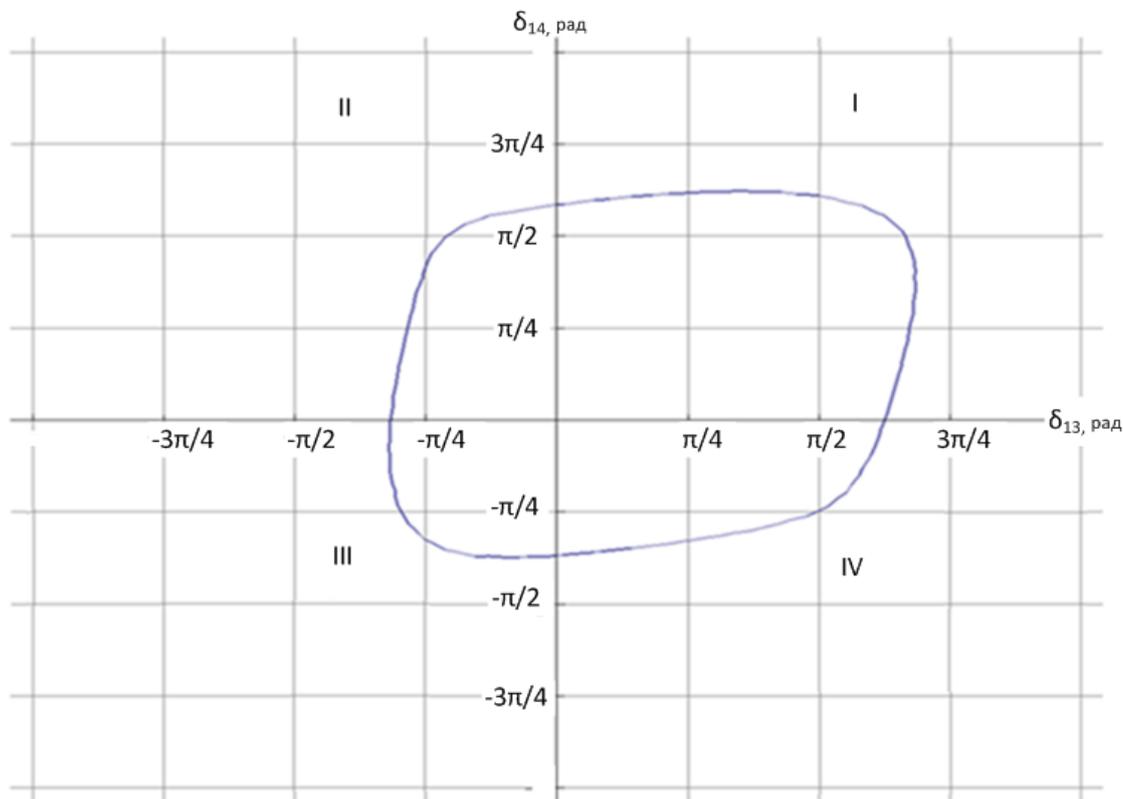


Рис. 3.7 Область устойчивости тестовой энергосистемы рис. 3.6

Из рисунка 3.7 видно, что значения углов зависят друг от друга, например в квадранте II при увеличении угла 1-4 уменьшается угол 1-3. «Алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу» позволяет учитывать данную зависимость, за счет того, что уставка рассчитывается для текущего режима работы рассматриваемой энергосистемы, а не для худшего режима.

Интерес представляет исследование поведения величин «угол – скорость его изменения (скольжение)» в фазовом пространстве (в координатах угол – скольжение) [1]. Для построения фазового пространства был использован программный комплекс ДАКАР.

Фазовое пространство строилось для тестовой энергосистемы из четырех узлов, в узлах 1 и 2 которой генераторы и нагрузки, в узлах 3 и 4 нагрузки, рис. 3.8. Параметры схемы приведены в таблице 3.10.

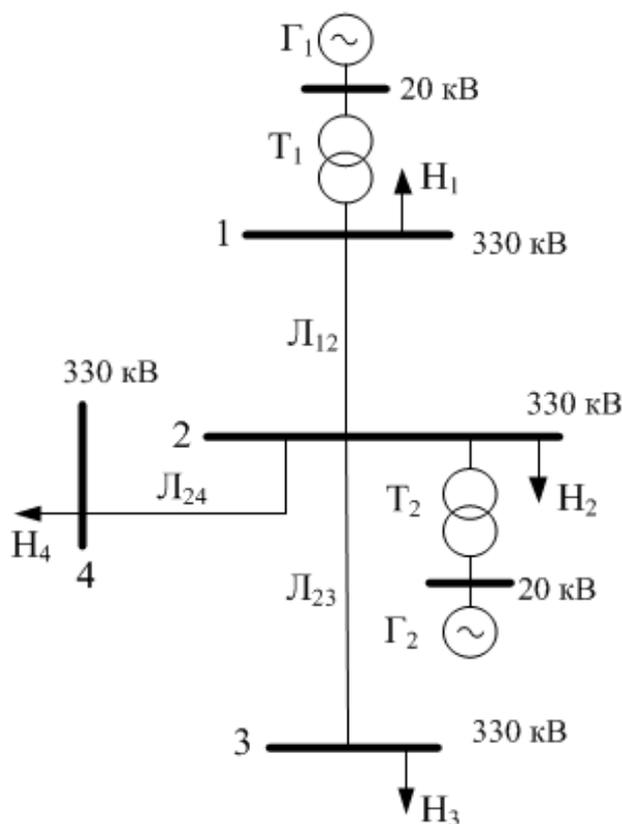


Рис. 3.8. Схема тестовой энергосистемы

Таблица 3.10 Параметры схемы тестовой энергосистемы

Γ_1	Γ_2	T_1, T_2	L_{12}	L_{23}, L_{24}	H_1	H_2	H_3	H_4
ТВМ-500/24кВ	ТГВ-300/20кВ	ТЦ-630000/330	X, Ом	X, Ом	P, МВт	P, МВт	P, МВт	P, МВт
			25	50	0	200	500	100

Для утяжеления режима осуществлялось увеличение нагрузки в узле 3. Предельным по сохранению устойчивости оказался режим с увеличением нагрузки в узле 3 на 650 МВт. Исследовалась зависимость угла и скольжения для узла 1 тестовой схемы. Начальный угол составлял 33 градуса. Графики временных зависимостей угла (δ) и скольжения (s) для узла 1 в предельном режиме (при увеличении нагрузки в узле 3 на 650 МВт) приведены на рис. 3.9. Зависимость скольжения от угла (фазовое пространство) для этого же случая приведена на рис.3.10 Скольжение измеряется в долях от единицы (о.е.).

Далее для сравнения были построены те же зависимости для той же схемы рис. 3.8, но для режима с нарушением устойчивости (увеличение нагрузки в узле 3 на 1000 МВт). Результаты приведены на рис. 3.11, 3.12.

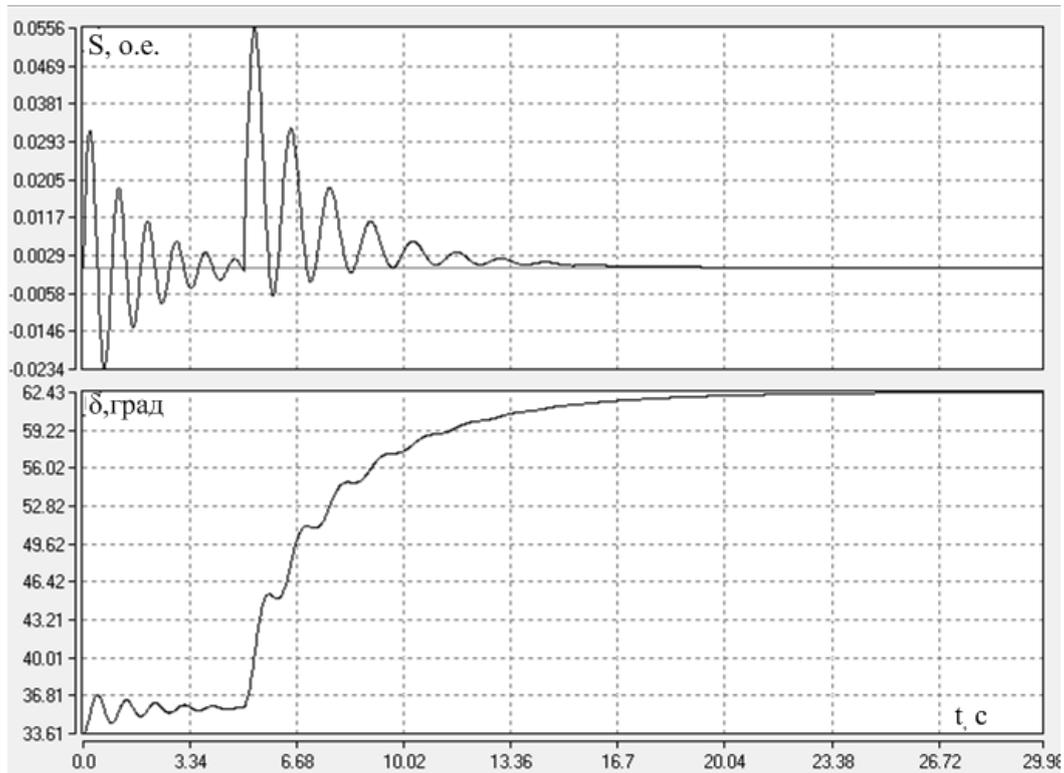


Рис. 3.9 Графики временных зависимостей угла и скольжения для узла 1 схемы рис. 3.8 в предельном режиме (при увеличении нагрузки в узле 3 на 650 МВт)

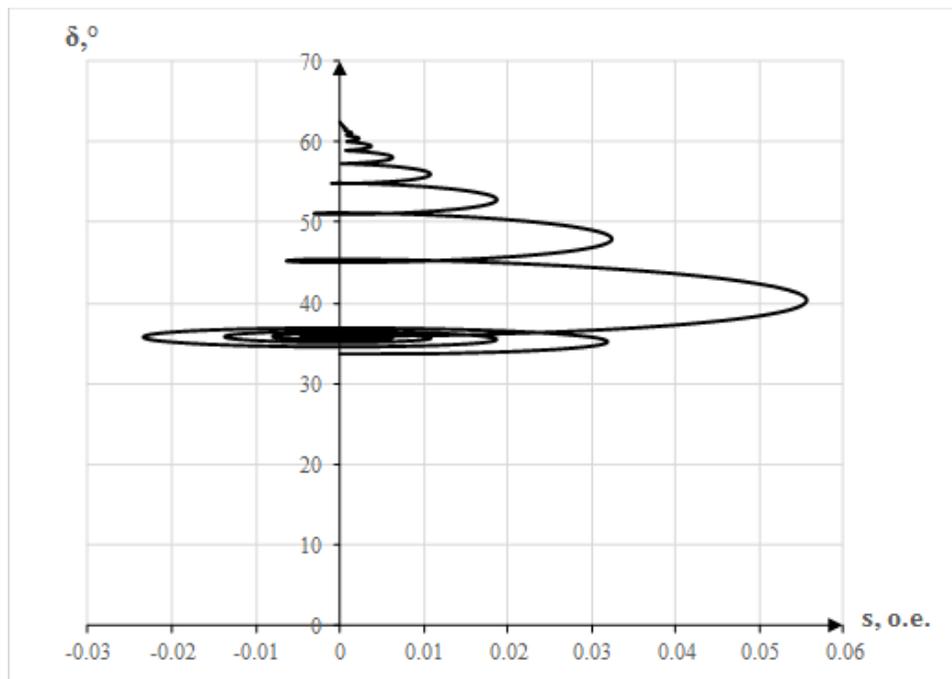


Рис. 3.10 Зависимость скольжения от угла (фазовое пространство) для предельного режима тестовой схемы рис. 3.8

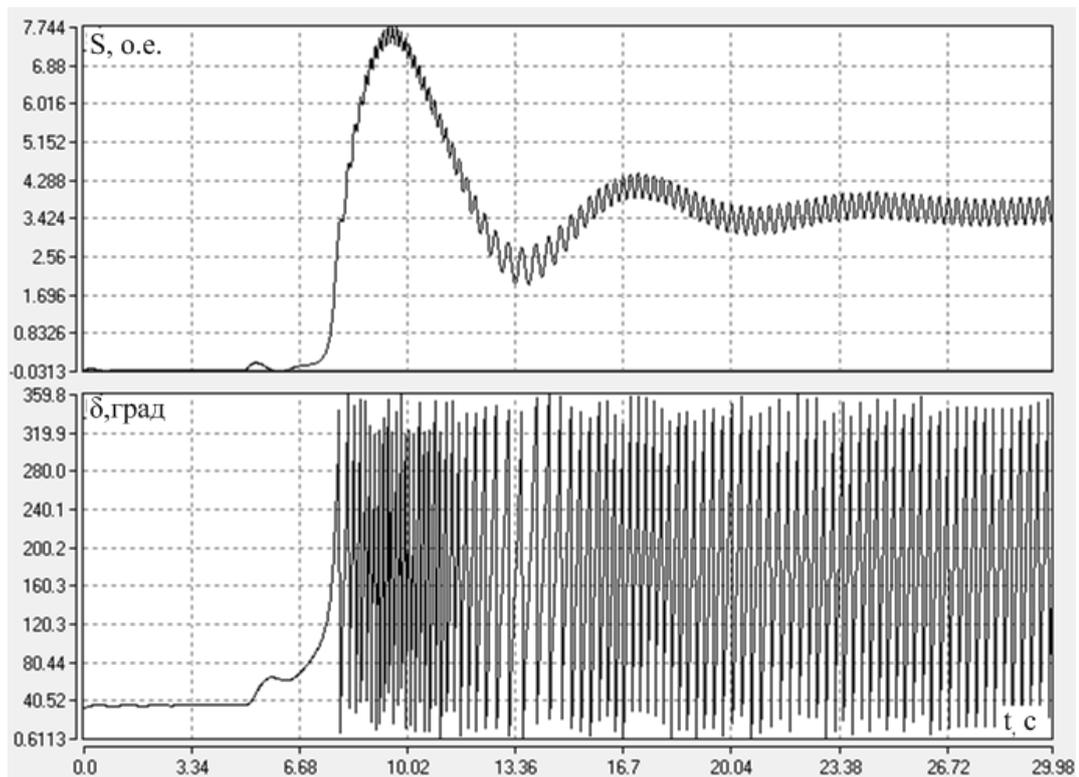


Рис. 3.11 Графики временных зависимостей угла и скольжения для узла 1 схемы рис. 3.8 в режиме с нарушением устойчивости (при увеличении нагрузки в узле 3 на 1000 МВт)

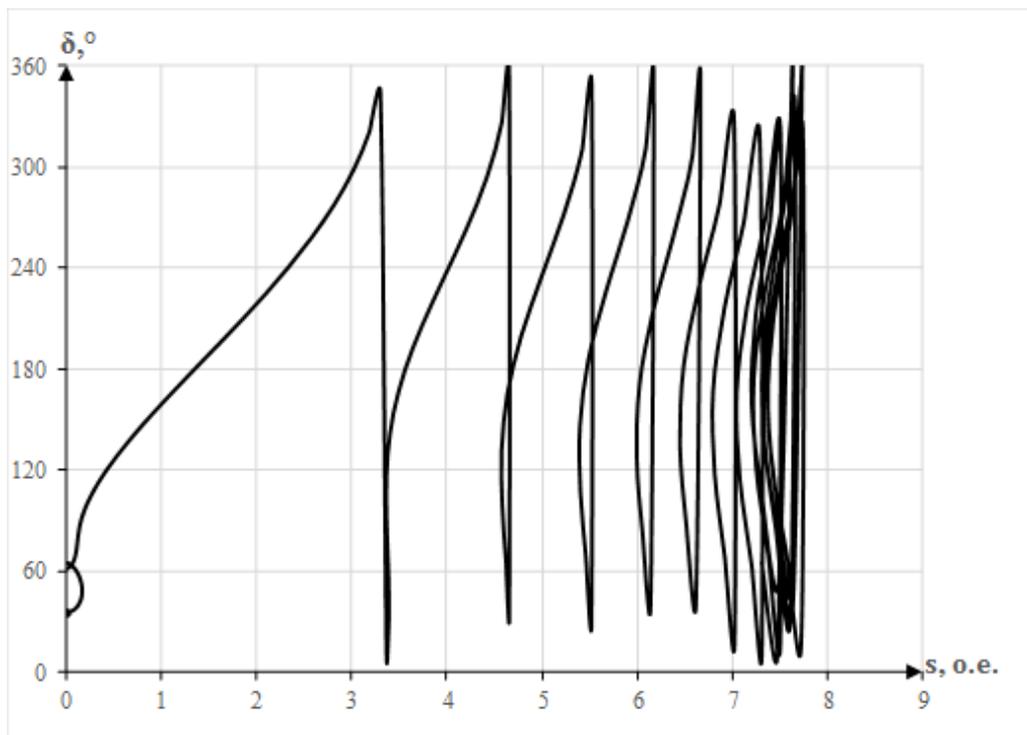


Рис. 3.12 Зависимость скольжения от угла (фазовое пространство) для режима с нарушением устойчивости тестовой схемы рис. 3.8

Из рис. 3.9, 3.10 видно, что при утяжелении режима рассматриваемой энергосистемы и сохранении устойчивости угол генератора возрастает, но

впоследствии устанавливается на новом более высоком значении, что соответствует большей выдаче мощности из узла. Скольжение сначала возрастает, но затем снова уменьшается. Из рис. 3.11, 3.12 видно, что при утяжелении режима рассматриваемой энергосистемы и нарушении устойчивости угол и скольжение постоянно возрастают. Таким образом, данные зависимости наглядно показывают отличие режимов с сохранением и нарушением устойчивости. Кроме того, рис. 3.10 (фазовое пространство) показывает, какое максимальное значение скольжения может быть для генератора 1, чтобы при начальном угле 33 градусов устойчивость сохранилась (0.055 о.е.).

3.4. Определение места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме

Оперируя значениями углов между векторами напряжений узлов схемы рассматриваемой энергосистемы, можно не только рассчитать уставку пускового органа АРСП по фазовому углу по алгоритму, разработанному в п. 3.3, что повышает степень использования пропускной способности сечения в энергосистеме по сравнению с использованием пускового органа по активной мощности, но и определить место (узел) небаланса активной мощности в энергосистеме, вызвавшего перегрузку сечения, что важно для выбора места реализации управляющего воздействия для устранения этого небаланса [47, 44, 46, 94].

Для фиксации указанных углов необходимо получать измерения от системы мониторинга переходных режимов, которая позволяет получить не только модули, но и фазы контролируемых величин. Данная система осуществляет регистрацию параметров режима рассматриваемой энергосистемы с высокой точностью [91]. Подробнее точность измерений СМПП рассмотрена на стр. 61.

Предлагается осуществлять выявление места (узла) небаланса активной мощности в рассматриваемой энергосистеме на основе анализа изменения углов между векторами напряжений узлов схемы данной энергосистемы.

Выявление предлагается осуществлять по следующему правилу: если все углы, связанные с данным, изменяются в одном направлении, значит, небаланс произошел в данном узле. О данном подходе упоминается в [94, 95]. Но детального исследования подхода в указанных работах не приводится.

Автором исследовался указанный метод выявления места (узла) небаланса активной мощности в энергосистеме на условной тестовой схеме энергосистемы из четырех узлов, в каждом из которых генератор и нагрузка, рис. 3.4. Параметры схемы приведены в таблице 3.5.

Производилось изменение мощности (P_i) в двух узлах из четырех тестовой энергосистемы рис. 3.4, и оценивался характер изменения относительных углов (δ_{ij}). Расчет углов проводился по выражению (3.1). Результаты приведены в таблице 3.11.

Таблица 3.11 Выявление места (узла) небаланса мощности в тестовой схеме рис. 3.4

P_1 МВт	P_2 МВт	P_3 МВт	P_4 МВт	δ_{12} , рад.	δ_{13} , рад.	δ_{14} , рад.	δ_{21} , рад.	δ_{23} , рад.	δ_{24} , рад.	δ_{31} , рад.	δ_{32} , рад.	δ_{34} , рад.	δ_{41} , рад.	δ_{42} , рад.	δ_{43} , рад.
0	1000	1000	0	0.23	-0.59	0.07	-0.24	-0.82	-0.15	0.59	0.82	0.66	-0.07	0.15	-0.66
0	1620	1620	0	0.38	-1.14	0.13	-0.38	-1.52	-0.24	1.14	1.52	1.27	-0.13	0.24	-1.27
$\Delta\delta$				-0.14	0.54	-0.05	0.14	0.69	0.09	-0.54	-0.69	-0.60	0.05	-0.09	0.60
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1000	0	0	1000	-0.44	-0.92	-0.73	0.44	0.07	-0.39	0.92	-0.07	-0.47	0.73	0.39	0.47
$\Delta\delta$				0.44	0.92	0.73	-0.44	-0.07	0.39	-0.92	0.07	0.47	-0.73	-0.39	-0.47

Результаты в таблице 3.11 показали следующее: при изменении мощности в узлах i и j изменяются все относительные углы, связанные с узлами i и j , причем имеет место изменение одного знака. Таким образом, подтверждается то, что одновременное изменение одного знака углов по всем связям узла является признаком возникновения в нем небаланса мощности. Это означает, что анализируя изменение углов между векторами напряжений узлов схемы рассматриваемой энергосистемы, можно выявить место (узел), в котором возник небаланс активной мощности, это важно для выбора места реализации управляющего воздействия в данной энергосистеме для устранения небаланса.

Было также проведено исследование для схемы рис. 3.4, в ходе которого рассчитаны углы между векторами напряжений узлов данной схемы при изменениях активных мощностей в некоторых узлах.

Результаты приведены в таблице 3.12.

Таблица 3.12 Относительные углы между векторами напряжений узлов тестовой схемы рис. 3.4 при небалансах активной мощности в узлах данной схемы

P_1 МВт	P_2 МВт	P_3 МВт	P_4 МВт	δ_{12} , рад.	δ_{13} , рад	δ_{14} , рад	δ_{23} , рад	δ_{24} , рад	δ_{34} , рад
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1300	0	-1300	0	-0.81	-1.75	-0.69	-0.93	0.125	1.06
-1300	0	1300	0	0.78	1.7	0.67	0.95	-0.09	-1.03
1400	0	0	-1400	-0.8	-0.7	-1.5	0.13	-0.62	-0.75
-1400	0	0	1400	0.85	0.72	1.5	-0.12	0.62	0.75
0	-1450	1450	0	-0.38	1.14	-0.135	1.52	0.25	-1.27
0	1450	-1450	0	0.38	-1.14	0.13	-1.52	-0.25	1.27

Из таблицы 3.12 видно, что при увеличении нагрузки в узле i и увеличении генерации в узле j угол между напряжениями узлов i и j достигает максимальных значений. Таким образом, если угол 1-2 максимален, значит, в узле 2 увеличилась нагрузка, в узле 1 – генерация, соответственно управляющие воздействия при необходимости их ввода должны проводиться именно в этих узлах, причем в узле 2 необходимо сокращать нагрузку, в узле 1 сокращать генерацию.

Таким образом, исследования подтвердили, что анализируя изменения углов между векторами напряжений узлов схемы при возникновении небаланса активной мощности, можно выявить место (узел) возникновения небаланса.

Используя подтвержденное исследованиями правило, пусковой орган сможет не только адаптивно зафиксировать перегрузку сечения в рассматриваемой энергосистеме, но и выявить, в каком узле данной энергосистемы небаланс мощности привел к перегрузке указанного сечения.

Данная информация очень важна, так как на её основе можно выбирать место (узел) реализации управляющего воздействия, направленного на устранение перегрузки сечения, вызванной небалансом мощности в рассматриваемой энергосистеме.

Кроме выявления места (узла) небаланса активной мощности в рассматриваемой энергосистеме интерес представляет определение значения небаланса, для этого потребуется значение скольжения – скорости изменения угла между векторами напряжений узлов схемы энергосистемы [1].

Предлагается осуществлять вычисление значения небаланса активной мощности в энергосистеме по следующему выражению:

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \Delta P, \quad (3.12)$$

где $\frac{d^2 \delta}{dt^2}$ - изменение скольжения, T_j - момент инерции, ΔP - величина небаланса мощности.

Автором проведены исследования по определению значения небаланса активной мощности в узле рассматриваемой энергосистемы по скольжению. Опыты проводились в программном комплексе ДАКАР для тестовой энергосистемы из четырех узлов, в узлах 1 и 2 которой генераторы и нагрузки, в узлах 3 и 4 нагрузки, рис. 3.8. Параметры схемы приведены в таблице 3.13.

Таблица 3.13 Параметры схемы тестовой энергосистемы

Γ_1	Γ_2	T_1, T_2	L_{12}	L_{23}, L_{24}	H_1	H_2	H_3	H_4
ТВМ-500/24кВ	ТГВ-300/20кВ	ТЦ-630000/330	X, Ом	X, Ом	P, МВт	P, МВт	P, МВт	P, МВт
			25	50	600	200	500	100

Задавали небаланс в узле 1, а именно отключали нагрузку в объеме 600, 300 и 200 МВт, строили графики скольжения генератора узла 1 от времени, определяли по графику изменения скольжения, вычисляли небаланс мощности в узле 1 по выражению (3.12) и сравнивали с заданным значением.

Результаты исследования приведены в таблице 3.14. Временные зависимости скольжения для узла 1 схемы рис. 3.8 для трех случаев (отключение нагрузки в узле 1 в объеме 600, 300 и 200 МВт) приведены на рис. 3.13-3.15.

Из таблицы 3.14 видно, что по скольжению можно определить величину небаланса активной мощности в узле рассматриваемой энергосистемы с погрешностью не ниже 12.5%, и чем больше величина небаланса, тем выше точность расчета.

Таблица 3.14 Результаты вычисления значения небаланса мощности в схеме рис. 3.8

Изменение скольжения для генератора 1 по графику, о.е.	Изменение времени по графику, с	Момент инерции генератора 1, с	Небаланс мощности в узле 1 расчетный, МВт	Небаланс мощности в узле 1 заданный, МВт	Разница расчетного и заданного небаланса, МВт	Погрешность вычисления небаланса по отношению к заданному, %
0,14	0.19	4,76	175	200	25	12,5
0,22	0.19	4,76	276	300	24	8
0,49	0.2	4,76	583	600	17	2,8

Таким образом, исследования показали, что возможно реализовать вычисление значения небаланса активной мощности в энергосистеме по скольжению с достаточной точностью. Используя данные результаты, пусковой орган сможет не только выявлять место (узел) небаланса мощности в энергосистеме, но и его значение, что позволит определять объем управляющего воздействия для ликвидации небаланса наиболее точно.

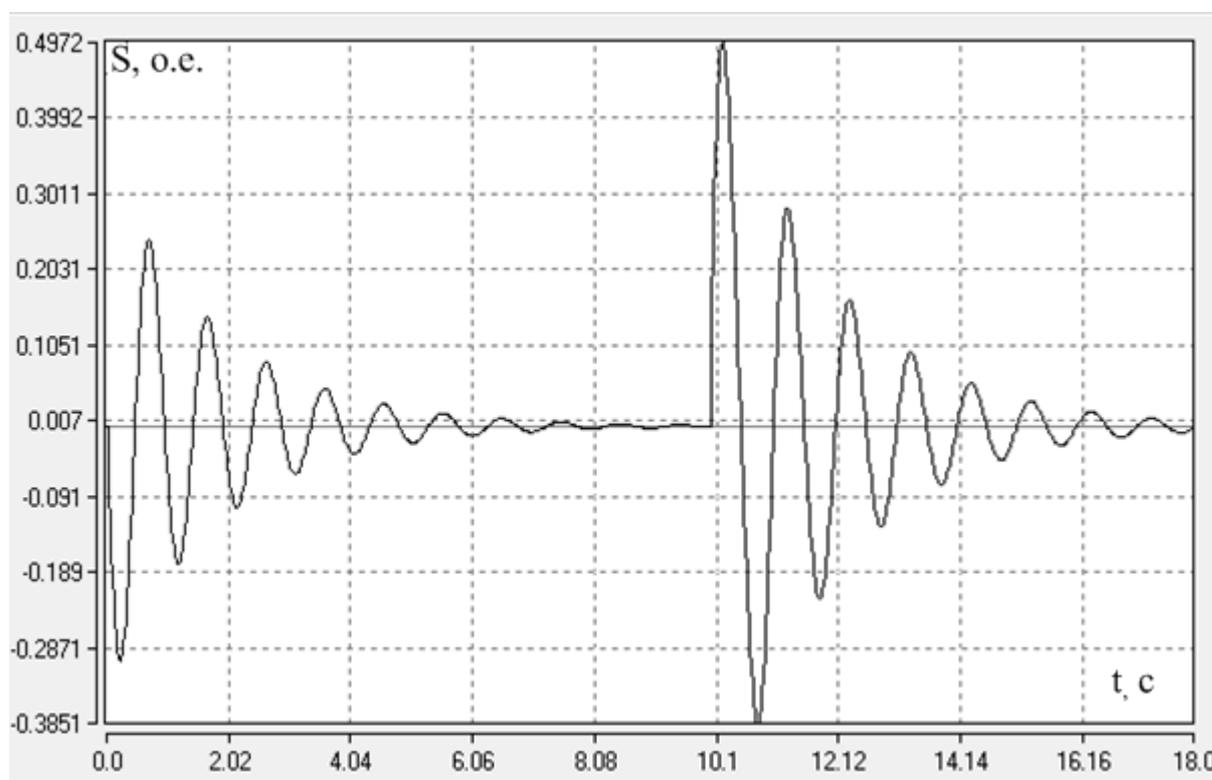


Рис. 3.13 Временная зависимость (скольжение генератора 1 схемы рис. 3.8 для небаланса 600 МВт)

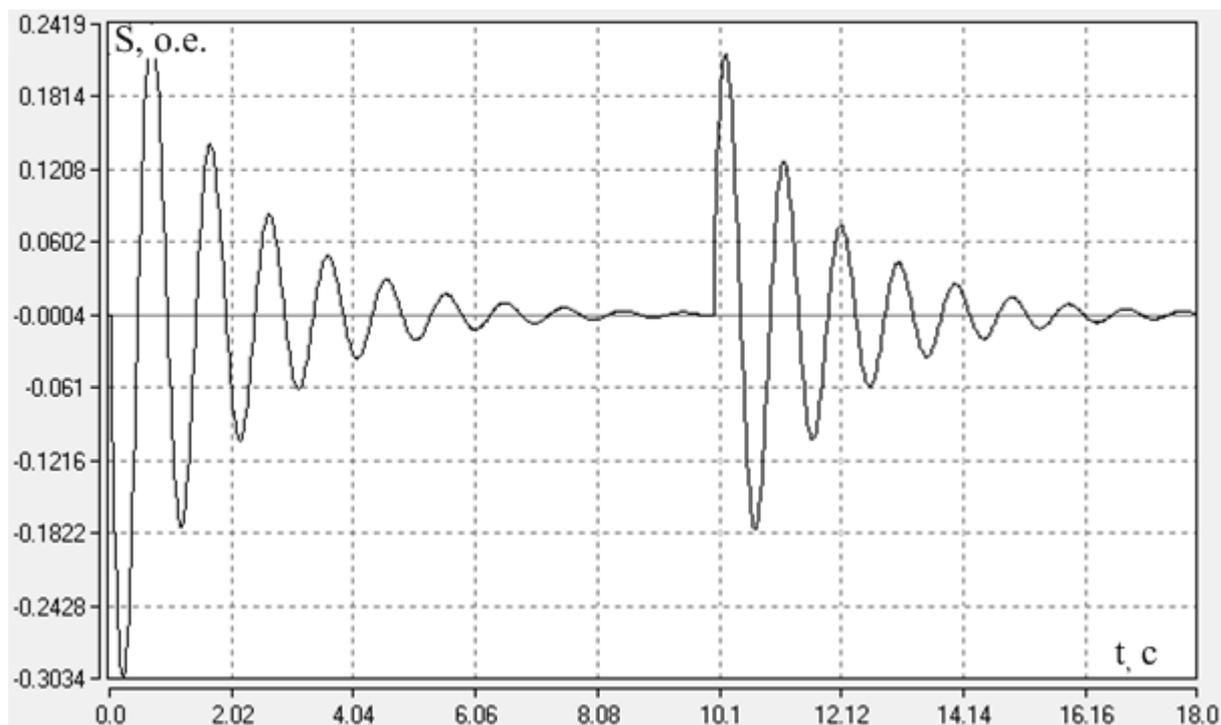


Рис. 3.14 Временная зависимость (скольжение генератора 1 для небаланса 300 МВт)

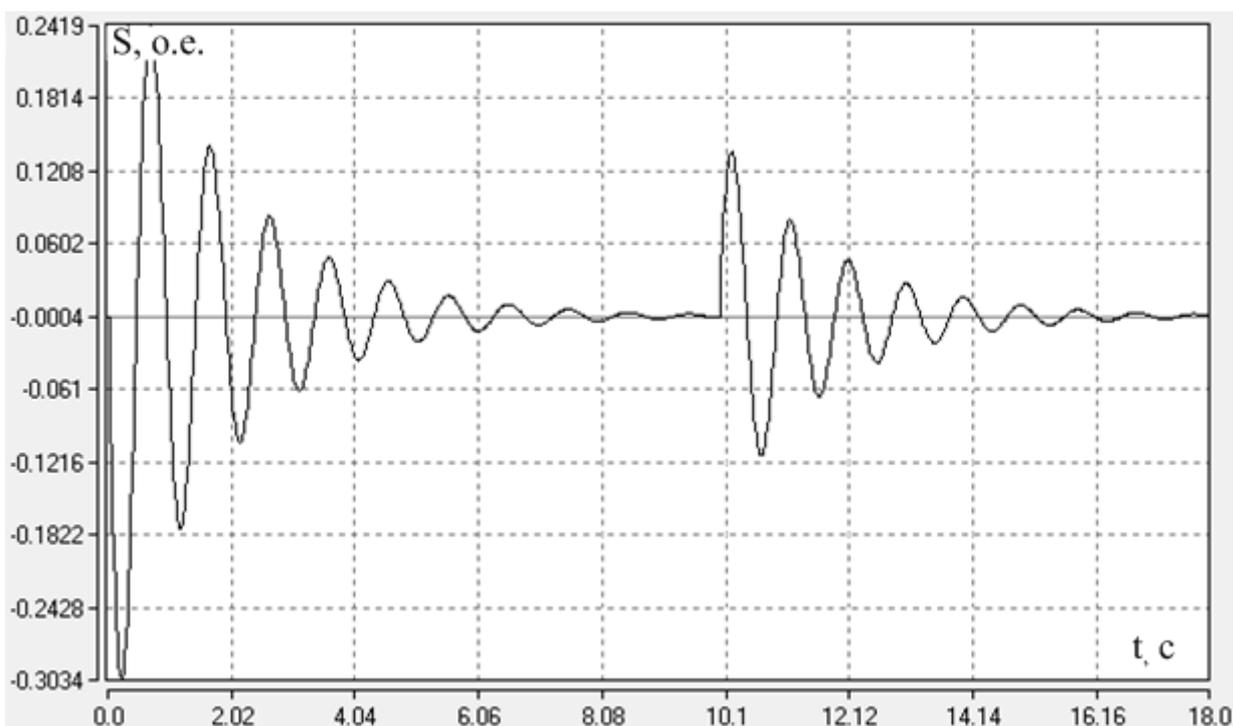


Рис. 3.15 Временная зависимость (скольжение генератора 1 для небаланса 200 МВт)

Целесообразно сначала выявить место (узел) небаланса активной мощности в рассматриваемой энергосистеме по изменению углов между векторами напряжений узлов данной энергосистемы, а затем определить значение данного небаланса по изменению скольжения.

На основании проведенных исследований предлагается следующий алгоритм определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в рассматриваемой энергосистеме [45] (далее «Алгоритм определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме»):

1. Ввод в алгоритм значений углов (фаз напряжений) узлов схемы рассматриваемой энергосистемы (от системы СМНР).

2. Вычисление углов между векторами напряжений узлов схемы энергосистемы (относительные углы) по выражению:

$$\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j, \quad (3.13)$$

где δ_{ij} - угол между векторами напряжений узлов i и j , δ_i, δ_j - фазы напряжений узлов i и j .

3. Вычисление изменения всех относительных углов, оценка знаков данных изменений.

4. Выявление места (узла) небаланса активной мощности в энергосистеме по правилу: при возникновении небаланса в узле i все углы, связанные с i , изменятся в одном направлении (изменение одного знака).

5. Построение графика скольжения генератора от времени для узла i , в котором выявлен небаланс.

6. Вычисление изменения скольжения генератора для узла, в котором выявлен небаланс, по графику.

7. Вычисление по изменению скольжения значения небаланса активной мощности по выражению (3.12).

Данный алгоритм может быть использован для реализации пусковым органом АРСII определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в рассматриваемой энергосистеме. Таким образом, пусковой орган сможет не только адаптивно выявлять факт перегрузки сечения в энергосистеме, но и определять место (узел) и значение небаланса активной мощности в энергосистеме, который привел к перегрузке. Это может быть использовано для выбора места реализации и объема управляющего воздействия в рассматриваемой

системе, направленного на устранение небаланса мощности, вызвавшего перегрузку сечения.

Блок-схема алгоритма определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме приведена на рис. 3.16.

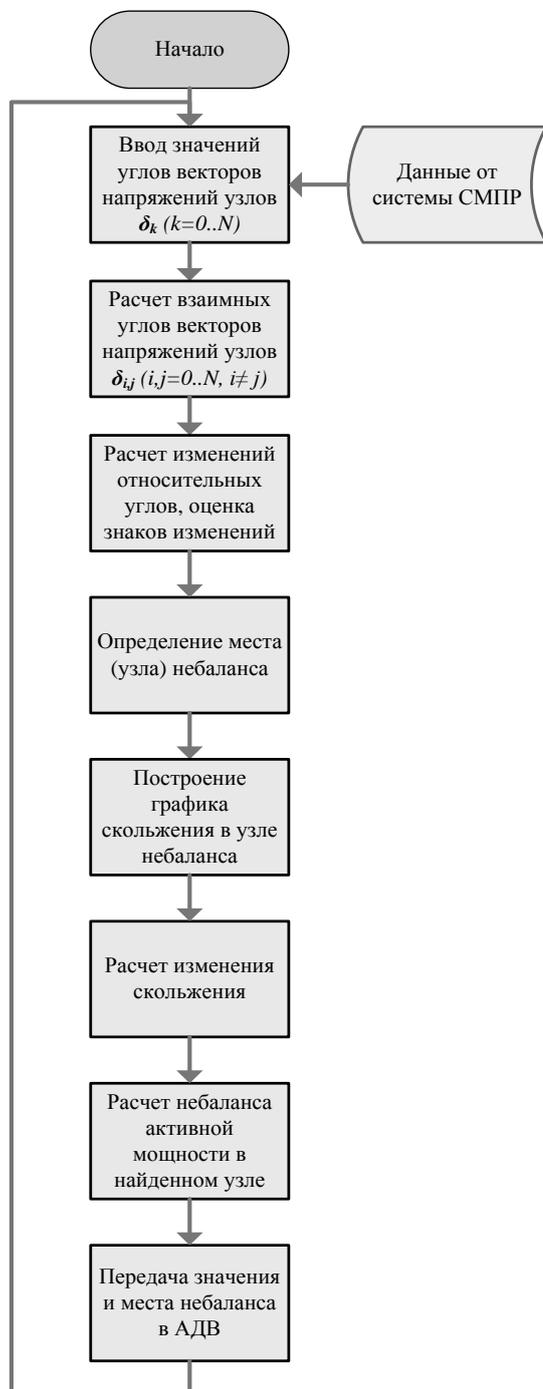


Рис. 3.16 Блок-схема алгоритма определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме

Очень важно при выборе управляющего воздействия в рассматриваемой энергосистеме, направленного на устранение небаланса мощности, вызвавшего

перегрузку сечения в данной энергосистеме, знать место (узел) небаланса перегрузки сечения, знать место небаланса, так как реализовывать управляющее воздействие в месте (узле) возникновения небаланса наиболее эффективно.

Данное утверждение необходимо подтвердить исследованиями. Исследования проводились автором в программном комплексе ДАКАР на тестовой энергосистеме из четырех узлов, в узлах 1 и 2 которой генераторы и нагрузки, в узлах 3 и 4 нагрузки, рис. 3.8., параметры схемы в таблице 3.15.

Таблица 3.15 Параметры схемы тестовой энергосистемы

Γ_1	Γ_2	T_1, T_2	L_{12}	$L_{23},$ L_{24}	H_1	H_2	H_3	H_4
ТВМ-500/24кВ	ТГВ-300/20кВ	ТЦ-630000/330	$X,$ Ом	$X,$ Ом	$P,$ МВт	$P,$ МВт	$P,$ МВт	$P,$ МВт
			25	50	0	100	600	100

В качестве аварийного возмущения в тестовой схеме рис. 3.8 задавался небаланс в узле 3 – увеличение нагрузки до 900 МВт (на 300 МВт), при этом устойчивость системы нарушалась. Вводилось управляющее воздействие в месте возникновения небаланса (узел 3). Для сохранения устойчивости достаточно управляющего воздействия в виде отключения нагрузки величиной 100 МВт (нагрузка узла 3 800 МВт), рис. 3.17.

Далее в этой же схеме рис. 3.8 при этом же возмущении (увеличение нагрузки в узле 3 до 900 МВт) вводилось управляющее воздействие не в месте возникновения небаланса, а в узле 4. При этом для сохранения устойчивости недостаточно управляющего воздействия того же значения (100 МВт).

Таким образом, исследования подтвердили, что при возникновении небаланса в рассматриваемой энергосистеме, наиболее эффективным является ввод управляющего воздействия именно в месте (узле) возникновения небаланса.

Реализация пусковым органом разработанного и исследованного «Алгоритма определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме» позволит реализовывать управляющее воздействие в энергосистеме в месте (узле) возникновения небаланса, что наиболее эффективно.

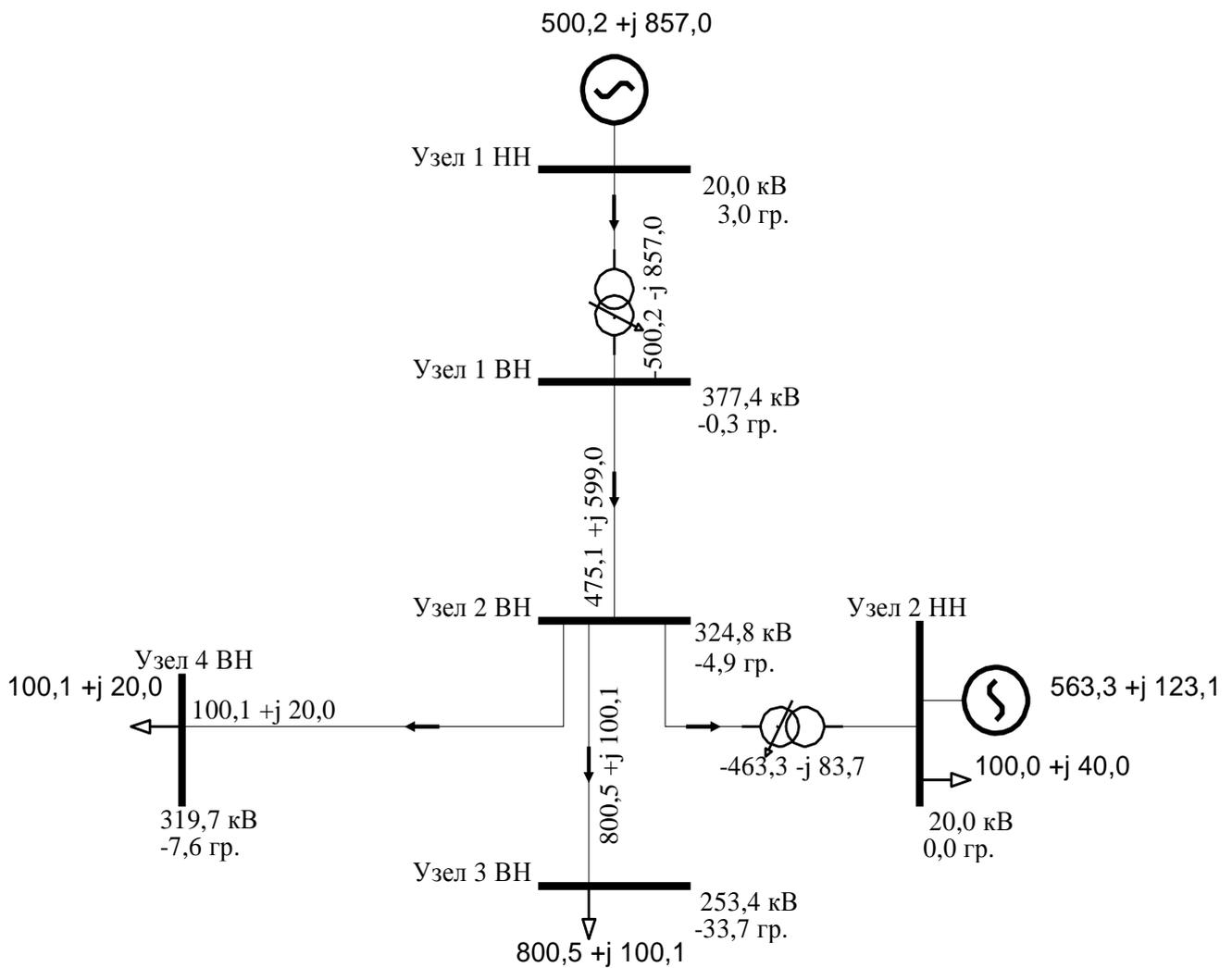


Рис. 3.17 Устойчивый режим тестовой энергосистемы рис. 3.8 при вводе управляющего воздействия в месте возникновения небаланса (узел 3)

Автором исследована эффективность разработанных алгоритмов: «Алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу» и «Алгоритма определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме» [47].

Исследования проведены для схемы тестовой энергосистемы из четырех узлов, в каждом из которых генератор и нагрузка, рис. 3.18. Параметры схемы приведены в таблице 3.16.

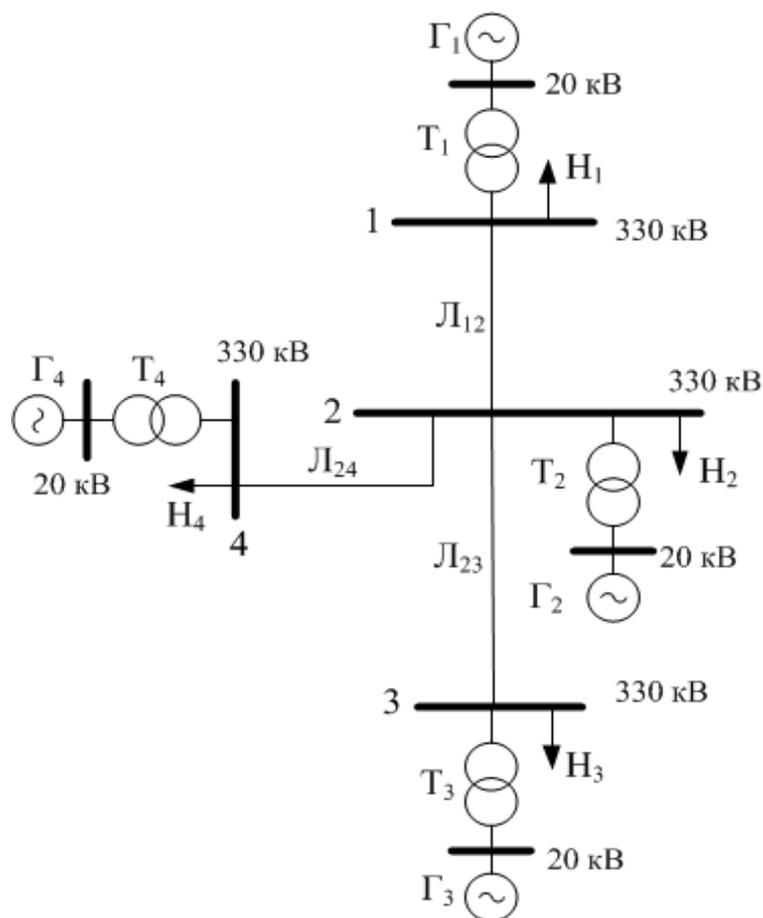


Рис. 3.18 Схема тестовой энергосистемы

Таблица 3.16 Параметры схемы тестовой энергосистемы

Γ_1	$\Gamma_2, \Gamma_3, \Gamma_4$	T_1, T_2, T_3, T_4	L_{12}	L_{23}, L_{24}	H_1	H_2	H_3	H_4
ТВМ-500/24кВ	ТГВ-300/20кВ	ТЦ-630000/330	$X, \text{ Ом}$	$X, \text{ Ом}$	$P, \text{ МВт}$	$P, \text{ МВт}$	$P, \text{ МВт}$	$P, \text{ МВт}$
			25	50	300	200	500	100

Уставки рассчитывали для пускового органа АРСП, установленного в узле 2 для контроля сечения L_{23} , в тестовой схеме энергосистемы рис 3.18 в программном комплексе Mathcad. Уставки рассчитывались по «Алгоритму расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу» разработанному в п. 3.3, который основывается на анализе статической устойчивости по знаку свободного члена характеристического уравнения энергосистемы [47].

Первоначально был проведен поиск оптимальной траектории утяжеления режима рассматриваемой тестовой энергосистемы рис. 3.18 по «Алгоритму определения оптимальной траектории утяжеления режима» п. 2.2. Для этого при

установке пускового органа в узле 2 схемы рис. 3. 18 задавалось утяжеление режима во всех направлениях относительно узла 2 (увеличение активной мощности в узлах 2 и 1, 2 и 3, 2 и 4), были рассчитаны значения отношений изменения свободного члена характеристического уравнения к изменению активной мощности (da/dP) для трех указанных вариантов утяжеления режима. Результаты приведены в таблице 3.17.

Таблица 3.17 Результаты утяжеления режима тестовой энергосистемы рис. 3.18

Изменение активной мощности на 500 МВт в узлах тестовой схемы	2 и 3	2 и 4	2 и 1
$\Delta a/\Delta P$	0.599×10^{-11}	$0.414 \cdot 10^{-11}$	$0.322 \cdot 10^{-11}$

Из таблицы 3.17 видно, что наибольшее значение отношения $\Delta a/\Delta P$ достигается при изменении мощности в узлах 2 и 3, значит, изменение мощности в этих узлах наиболее сильно влияет на статическую устойчивость тестовой энергосистемы. Соответственно, при расчете уставок пускового органа, контролирующего сечение L_{23} установленного в узле 2 тестовой схемы рис. 3.18, необходимо утяжелять режим в направлении узла 3 (увеличивать мощность нагрузки в узле 3).

Далее было проведено утяжеление режима рассматриваемой энергосистемы рис. 3.18 по выявленному направлению (увеличение активной мощности в узле 3) до получения предельного режима по статической аperiodической устойчивости, и рассчитано значение перетока активной мощности по сечению L_{23} и угла между векторами напряжений узлов 2 и 3 в полученном предельном режиме. Предельный режим фиксировался по равенству нулю свободного члена характеристического уравнения энергосистемы [49, 85, 39]. По данным значениям предельных перетоков мощности и предельных углов были рассчитаны уставки по активной мощности и фазовому углу пускового органа в сечении L_{23} . Также была рассчитана мощность, соответствующая уставке по углу (соответствующая режиму, в котором угол между векторами напряжений по концам сечения L_{23} достигает значения уставки). Результаты приведены в таблице 3.18.

Таблица 3.18 Уставки пускового органа в сечении L_{23} , тестовой энергосистемы рис. 3.18

Предельный по статической устойчивости переток активной мощности по сечению L_{23} , МВт	Уставка пускового органа по активной мощности, МВт	Уставка пускового органа по углу, рад	Активная мощность по сечению L_{23} , соответствующая уставке по углу, МВт
799	735.806	1.128	787.179

Далее был проведен аналогичный расчет уставок пускового органа, контролирующего сечение L_{23} , установленного в узле 2 тестовой схемы рис. 3.18 при увеличении нагрузки в узле 2 данной тестовой схемы на 200 МВт. Результаты приведены в таблице 3.19.

Таблица 3.19 Уставки пускового органа в сечении L_{23} , тестовой энергосистемы рис. 3.18 при увеличении нагрузки в узле 2 на 200 МВт

Предельный по статической устойчивости переток активной мощности по сечению L_{23} , МВт	Уставка пускового органа по активной мощности, МВт	Уставка пускового органа по углу, рад	Активная мощность по сечению L_{23} , соответствующая уставке по углу, МВт
699	643.986	0.905	685.134

Из таблиц 3.18 и 3.19 видно, что при изменении нагрузки в узле 2 тестовой схемы рис. 3.18 на 200 МВт значение уставки пускового органа, установленного в сечении L_{23} меняется на 100 МВт, т.е. предложенный алгоритм расчета уставок увеличит степень использования пропускной способности данного сечения на 100 МВт, так как при расчете уставки будет учтен режим работы энергосистемы.

Использование пускового органа по углу между векторами напряжений по концам рассматриваемого сечения (фазовому углу) позволяет увеличить степень использования пропускной способности сечения еще на 50 МВт за счет высокой чувствительности пускового органа по углу.

Таким образом, исследования подтвердили эффективность разработанного «Алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу».

Далее для проверки точности расчетов указанные выше режимы работы (таблица 3.18, 3.19) тестовой энергосистемы рис. 3.18 были реализованы в программном комплексе ДАКАР. Результаты приведены на рис. 3.19, 3.20.

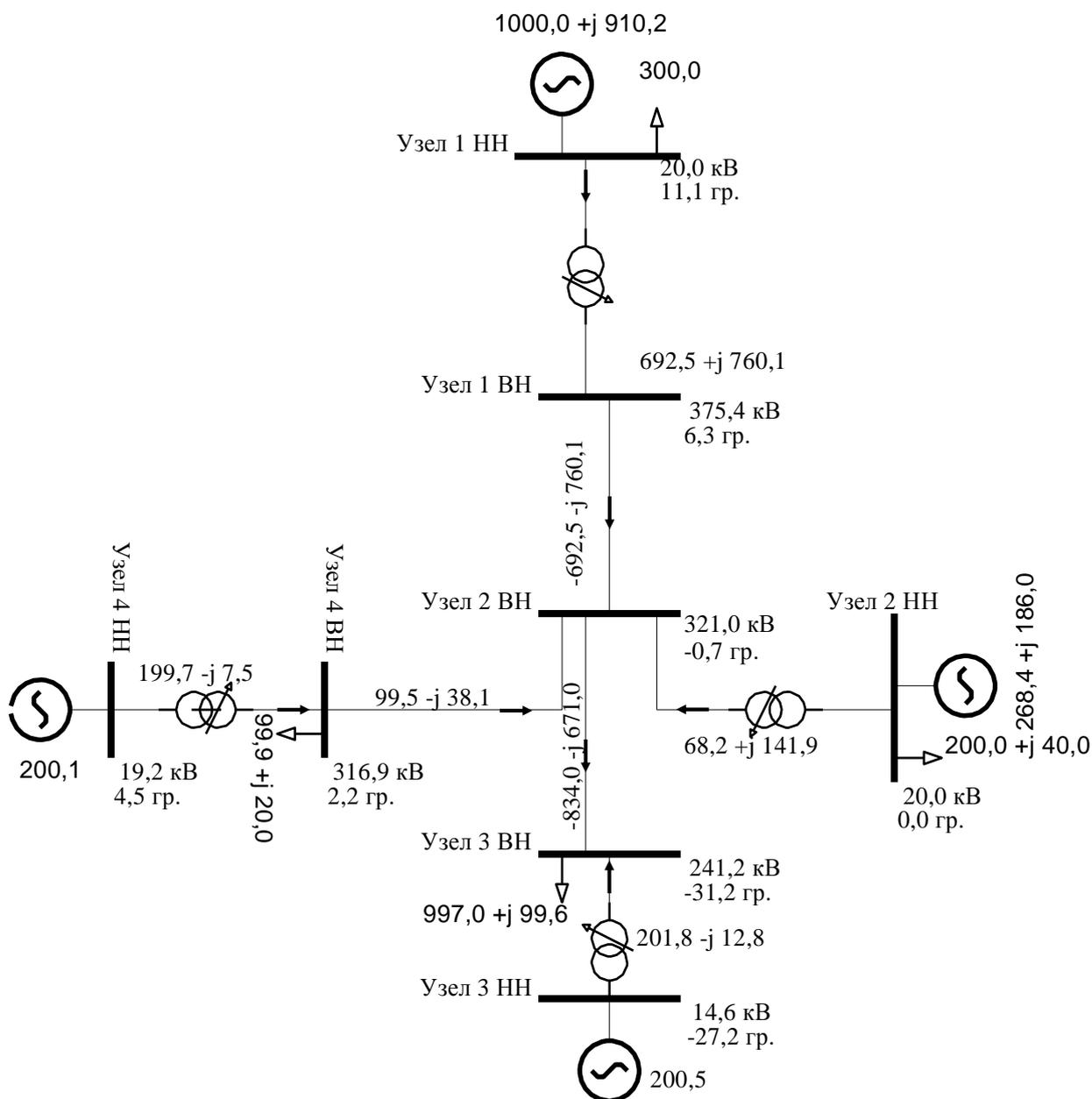


Рис. 3.19 Режим без увеличения нагрузки в узле 2 тестовой энергосистемы рис. 3.18 в программном комплексе ДАКАР

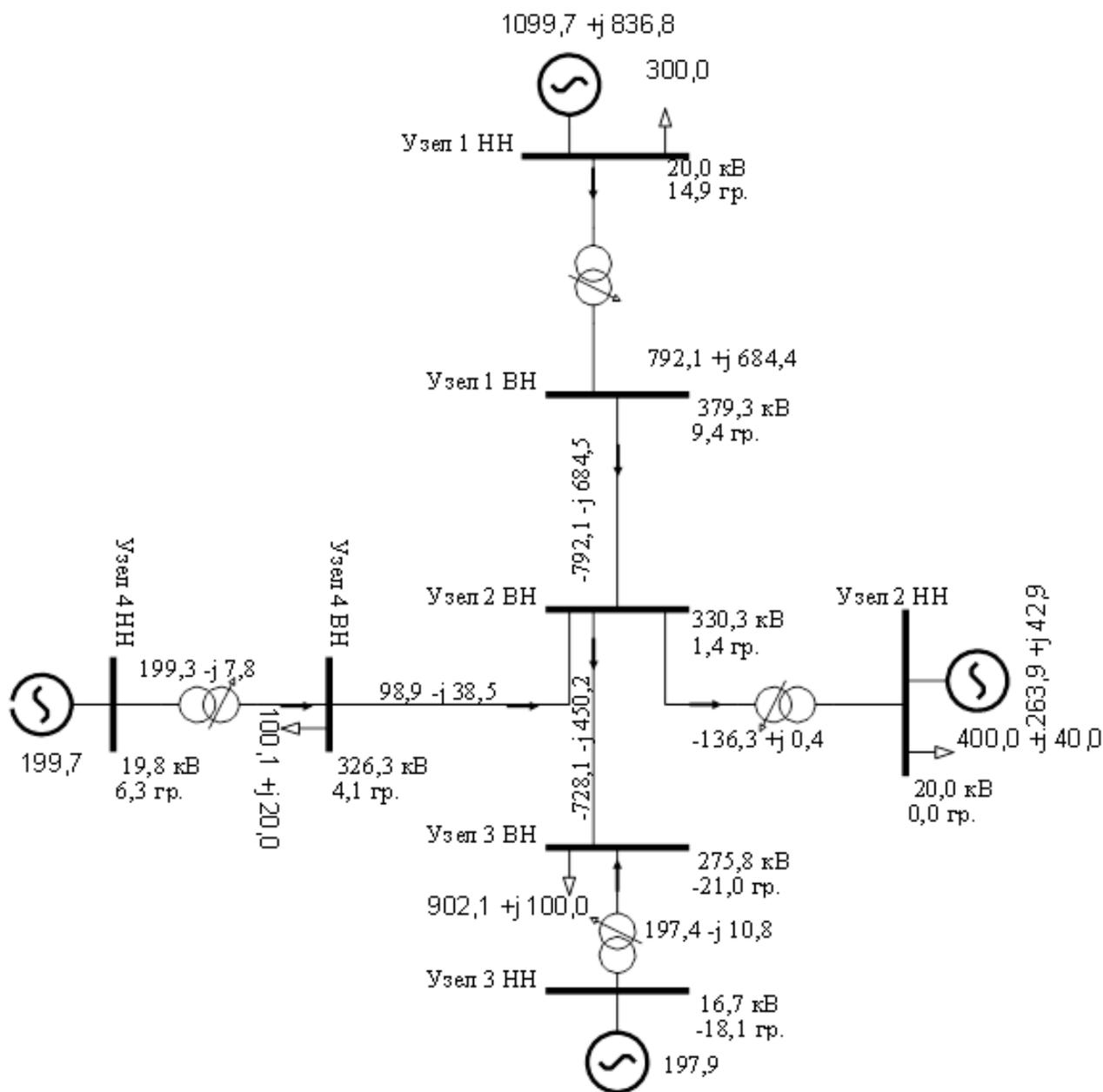


Рис. 3.20 Режим с увеличением нагрузки в узле 2 тестовой энергосистемы рис. 3.18 в программном комплексе ДАКАР

В таблице 3.20 приведены значения предельных перетоков активной мощности по сечению L_{23} рассматриваемой тестовой энергосистемы рис. 3.18, рассчитанные в программных комплексах Mathcad [47] и ДАКАР [47]. Погрешность расчета оценивалась по отношению к результатам, полученным в ПК ДАКАР.

Таблица 3.20 Сопоставление результатов расчетов предельных перетоков активной мощности по сечению L_{23} тестовой схемы рис. 3.18 в ПК Mathcad и ПК ДАКАР

	Предельный по статической устойчивости переток активной мощности по сечению L_{23} , в режиме тестовой энергосистемы без увеличения мощности в узле 2, МВт	Предельный по статической устойчивости переток активной мощности по сечению L_{23} , в режиме тестовой энергосистемы с увеличением мощности в узле 2 на 200 МВт, МВт
Mathcad	799	699
ДАКАР	834	728
Погрешность, %	4,1	3,9

Из таблицы 3.20 видно, что для тестовой схемы энергосистемы рис. 3.18 максимально-допустимые перетоки по сечению L_{23} в рассматриваемых режимах, рассчитанные в программных комплексах Mathcad и ДАКАР, совпадают с точностью до 5%. Следовательно, приведенный выше «Алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу» кроме эффективности отличается высокой точностью. Совпадение результатов, полученных в различных программных комплексах, свидетельствуют о достоверности полученных результатов.

Далее для рассматриваемой тестовой схемы энергосистемы рис. 3.18 было произведено определение места (узла) и значения небаланса активной мощности по «Алгоритму определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме» в программном комплексе Mathcad. Алгоритм основан на анализе изменения углов между векторами напряжений узлов схемы рассматриваемой энергосистемы и скорости изменения данных углов (скольжения). Расчет указанных углов проводили по выражению (3.1).

Небаланс задавали в узлах 1, 3 схемы рис. 3.18 (в узле 1 изменяли генерацию, в узле 3 нагрузку). Значения углов между векторами напряжений узлов данной схемы (относительных углов - δ_{ij}) при этом приведены в таблице 3.21. При увеличении угла в графе «оценка» указывался знак «>», при уменьшении угла - знак «<».

Таблица 3.21 Выявление места (узла) небаланса мощности в тестовой энергосистеме

рис. 3.18 ПК Mathcad

	δ_{12} , рад.	δ_{13} , рад.	δ_{14} , рад.	δ_{21} , рад.	δ_{23} , рад.	δ_{24} , рад.	δ_{31} , рад.	δ_{32} , рад.	δ_{34} , рад.	δ_{41} , рад.	δ_{42} , рад.	δ_{43} , рад.
До изменения мощности в узлах 1 и 3	-0.232	-0.583	-0.232	0.232	-0.351	0	0.583	0.351	0.351	0.232	0	-0.351
После изменения мощности в узлах 1 и 3	-0.933	-2.096	-0.933	0.933	-1.163	0	2.096	1.163	1.163	0.933	0	-1.163
Оценка	<	<	<	>	<		>	>	>	>		<

Из таблицы 3.21 видно, что относительные углы, связанные с углами 1 и 3 изменились в одном направлении, в этих узлах и был задан небаланс активной мощности. Таким образом, по изменению углов между векторами напряжений узлов рассматриваемой энергосистемы можно выявить место (узел) небаланса.

Для проверки правильности расчета были проведены те же действия, по выявлению места (узла) небаланса мощности в тестовой энергосистеме рис. 3.18 в программном комплексе ДАКАР. Результаты приведены в таблице 3.22.

Таблица 3.22 Выявление узла небаланса мощности в тестовой энергосистеме ПК ДАКАР

	δ_{12} , град.	δ_{13} , град.	δ_{14} , град.	δ_{21} , град.	δ_{23} , град.	δ_{24} , град.	δ_{31} , град.	δ_{32} , град.	δ_{34} , град.	δ_{41} , град.	δ_{42} , град.	δ_{43} , град.
До изменения мощности в узлах 1 и 3	-28,06	-36,70	-28,59	28,06	-8,63	-0,52	36,70	8,63	8,11	28,59	0,52	-8,11
После изменения мощности в узлах 1 и 3	-35,25	-56,11	-35,97	35,25	-20,85	-0,71	56,11	20,85	23,30	35,97	0,71	-20,14
Оценка	<	<	<	>	<	<	>	>	>	>	>	<

Из таблицы 3.22 видно, что именно относительные углы, связанные с углами 1 и 3 изменились в одном направлении, в этих узлах и был задан небаланс. Таким образом, исследования в программном комплексе ДАКАР также подтвердили возможность выявления места (узла) небаланса активной мощности

в рассматриваемой энергосистеме по анализу изменения углов между векторами напряжений узлов энергосистемы. Совпадение результатов, полученных в различных программных комплексах, свидетельствуют о достоверности полученных результатов.

Определение места (узла) небаланса активной мощности в рассматриваемой энергосистеме может быть использовано при выборе места реализации управляющего воздействия в данной энергосистеме, направленного на устранение небаланса мощности, вызвавшего перегрузку сечения в энергосистеме. Исследования стр. 91., подтвердили, что максимально эффективно вводить управляющее воздействие именно в месте (узле) возникновения небаланса.

Далее было проведено вычисление значения небаланса активной мощности в узле 1 схемы тестовой энергосистемы рис. 3.18 в программном комплексе ДАКАР по «Алгоритму определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме». Согласно данному алгоритму, значение небаланса активной мощности рассчитывается по выражению (3.12), скольжение определяли по графику скольжения (S) от времени из ПК ДАКАР рис. 3.21. Вычисленное значение небаланса сопоставляли с заданным. Заданное значение 500 МВт. Результаты приведены в таблице 3.23.

Таблица 3.23 Вычисление значения небаланса мощности в тестовой энергосистеме
рис. 3.18

Изменение скольжения для генератора 1 по графику, о.е.	Изменение времени по графику, с	Момент инерции генератора 1, с	Небаланс мощности в узле 1 расчетный, МВт	Небаланс мощности в узле 1 заданный, МВт	Разница расчетного и заданного небаланса, МВт	Погрешность вычисления небаланса по отношению к заданному, %
0,59	0.25	4,76	561	500	61	12

Из таблицы 3.23 видно, что определение значения небаланса активной мощности в рассматриваемой энергосистеме возможно с погрешностью 12%. Таким образом, исследования подтвердили, что «Алгоритм определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме» обладает достаточной точностью.

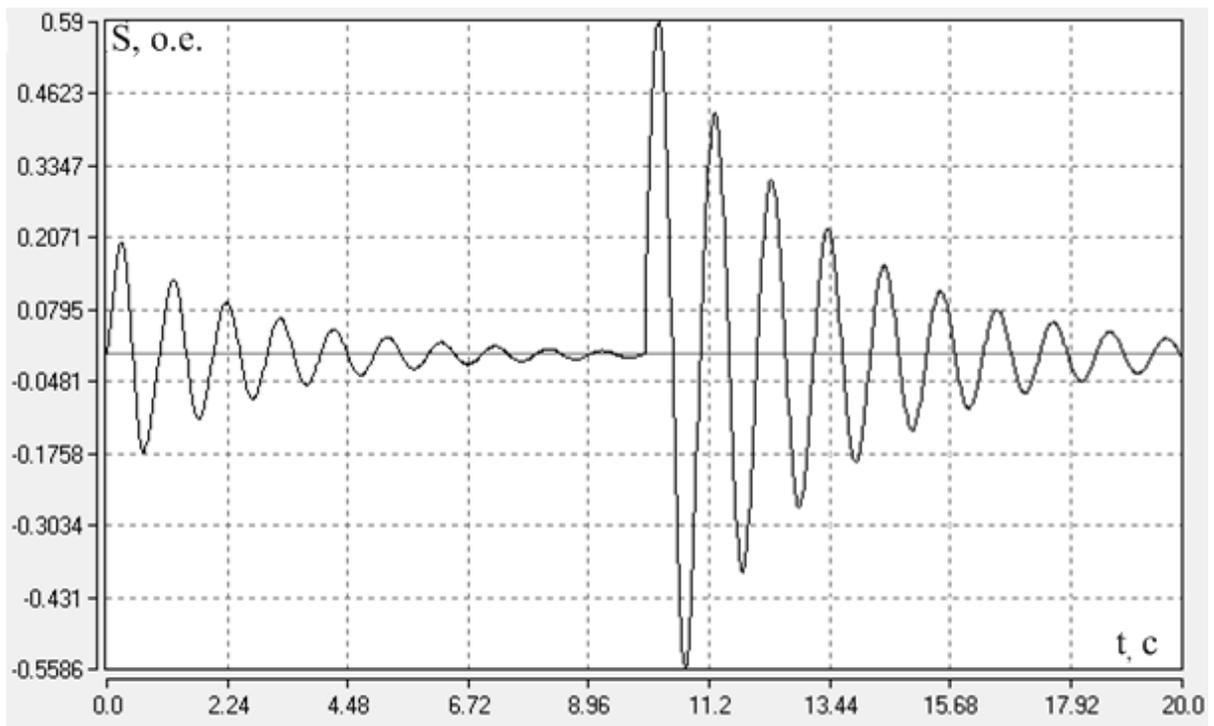


Рис. 3.21 График скольжения для узла 1 при изменении мощности в узле 1 тестовой схемы рис. 3.18 на 500 МВт

Данный алгоритм может быть использован при выборе объема управляющего воздействия в энергосистеме, направленного на устранение небаланса активной мощности, вызвавшего перегрузку сечения в рассматриваемой энергосистеме.

На основании проведенных в п.3.1-3.4 исследований, формируется описание работы адаптивного пускового органа АРСП по углу между векторами напряжений по концам контролируемого данным пусковым органом сечения в рассматриваемой энергосистеме (фазовому углу) с определением места (узла) и значения небаланса активной мощности в данной энергосистеме. Пусковой орган работает следующим образом:

1. Передача пусковому органу с контролируемых узлов рассматриваемой энергосистемы по каналам связи телеизмерений от системы мониторинга переходных режимов - модули и фазы напряжений, активные мощности узлов схемы рассматриваемой энергосистемы (U_i, δ_i, P_i), а также данных от системы телесигнализации – моменты инерции эквивалентных генераторов

узлов, проводимости связей между узлами схемы рассматриваемой энергосистемы (T_j, y_{ij}).

2. Расчет уставки пускового органа по фазовому углу, по «Алгоритму расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу».

3. Сравнение угла между векторами напряжений по концам контролируемого сечения в рассматриваемой энергосистеме с рассчитанной уставкой. В случае превышения углом уставки, переход к пункту 4, в ином случае – переход к пункту 1.

4. Выявление места (узла) и значения небаланса активной мощности в рассматриваемой энергосистеме по «Алгоритму определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме».

5. Передача устройству автоматической дозировки управляющих воздействий информации о перегрузке контролируемого сечения, месте (узле) и значении небаланса активной мощности в рассматриваемой энергосистеме, который вызвал перегрузку данного сечения, для последующего выбора автоматикой дозировки управляющего воздействия, направленного на устранения небаланса мощности, вызвавшего перегрузку контролируемого сечения в рассматриваемой энергосистеме.

6. Переход к пункту 1.

При такой работе, уставка пускового органа будет рассчитываться для текущего режима работы рассматриваемой энергосистемы, т.е. будет осуществляться адаптивная фиксация перегрузки контролируемого сечения в рассматриваемой энергосистеме и адаптивный пуск автоматики дозировки на ввод управляющего воздействия. Это будет способствовать сокращению излишних срабатываний пускового органа и излишних пусков автоматики дозировки на ввод управляющего воздействия, и как следствие, повышению степени использования пропускной способности сечения в рассматриваемой энергосистеме. Определение пусковым органом места (узла) и значения небаланса активной мощности в рассматриваемой энергосистеме позволят автоматике дозировки воздействий наиболее точно выбрать объем управляющего воздействия

в энергосистеме, направленного на устранение небаланса мощности, вызвавшего перегрузку контролируемого сечения, и реализовать его в месте возникновения небаланса, что наиболее эффективно

Указанной работе пускового органа АРСП соответствует структурная схема (на примере абстрактной четырехузловой энергосистемы) рис. 3.22.

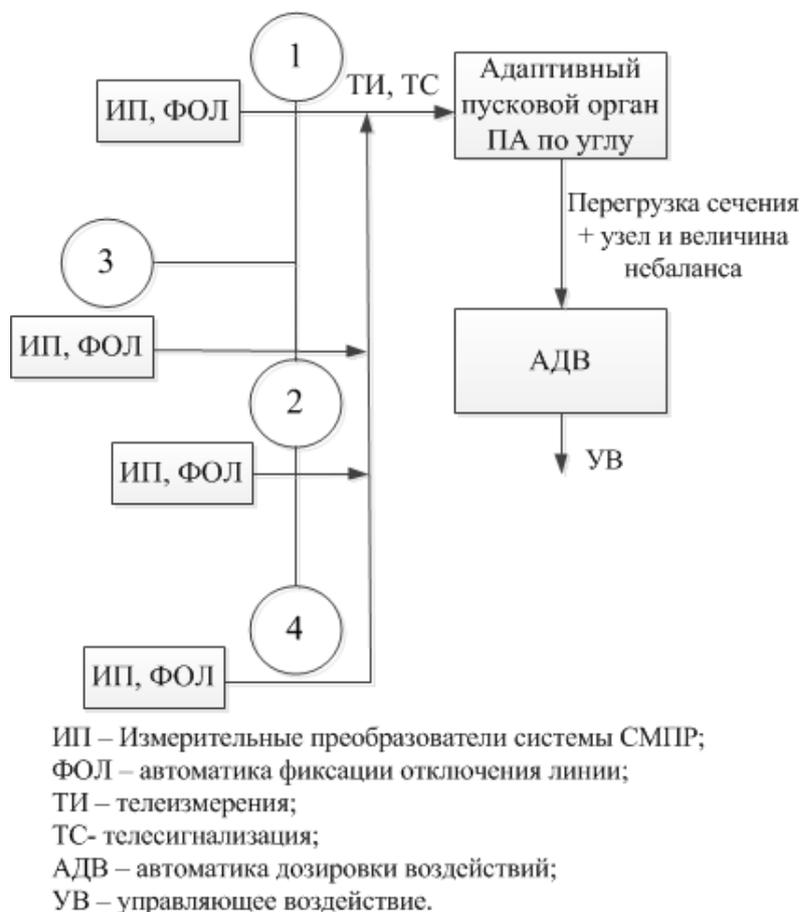


Рис. 3.22 Примерная структурная схема АРСП с адаптивным пусковым органом по углу, выявляющим место и величину небаланса мощности в энергосистеме

Необходимо отметить, что пусковой орган по углу имеет следующий недостаток по сравнению с пусковым органом по активной мощности: измерение угла в аппаратном отношении сложнее, чем измерение мощности, но это относится только к простым сечениям (состоящим из одной линии электропередачи или нескольких линий, отходящих от шин одной подстанции), где не требуется телепередача мощности. В случае сложного сечения, когда требуется передача пусковому органу мощности удаленных линий, указанный недостаток пускового органа по углу перед пусковым органом по мощности снимается, т.к. в этом случае пусковой орган по мощности также усложняется

аппаратно [6]. При этом, пусковой орган по углу, имеет высокую чувствительность [6, 8]. Поэтому предпочтение отдается использованию пускового органа, выявляющего перегрузку сечения в рассматриваемой энергосистеме по углу между векторами напряжений по концам сечения (по фазовому углу). Однако, иногда в случае сложного сечения нет возможности осуществить фиксацию перегрузки сечения по углу, т.к. неясно, между какими именно векторами измерять угол, тогда целесообразно применить пусковой орган по активной мощности, несмотря на необходимость телепередачи мощности.

Особенно адаптивные пусковые органы эффективны при установке для фиксации перегрузки сечений в случае радиальных схем (в таких случаях обычно и устанавливается АРСП), особенно сечений с промежуточными отборами мощности.

Выводы по главе

Разработан и исследован алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу, который позволяет рассчитывать уставку пускового органа для текущего режима работы энергосистемы [47].

Разработан и исследован алгоритм определения пусковым органом АРСП места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме на основе анализа изменения углов между векторами напряжений узлов схемы и скорости изменения данных углов (скольжения) [45].

На основе исследования эффективности алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу на примере тестовой энергосистемы выявлено, что применение алгоритма позволит повысить степень использования пропускной способности сечения в энергосистеме за счет того, что даст возможность изменять уставку пускового органа при изменении режима работы электрической сети. Кроме того, повышению степени использования пропускной способности сечения будет способствовать применение пускового органа АРСП по фазовому углу, за счет его высокой чувствительности [47].

Установлено, что возможность определения пусковым органом места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме позволит наиболее точно выбирать место (узел) реализации и объем управляющего воздействия в энергосистеме, направленного на устранение выявленного небаланса мощности в энергосистеме.

Разработанный алгоритм целесообразно применять для расчета уставок пусковых органов, фиксирующих перегрузку сечений в многомашинной энергосистеме, особенно сечений с промежуточными отборами мощности

4. Разработка и исследование структуры адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу с определением места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме

После разработки и исследования алгоритмов расчета уставок адаптивных пусковых органов АРСП и алгоритма определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в рассматриваемой энергосистеме, целесообразно разработать структуру адаптивного пускового органа, представляющую взаимосвязь разработанных алгоритмов. Целесообразно также смоделировать функционирование разработанной структуры в энергосистеме для проверки правильности ее функционирования и оценки ее эффективности. Решению указанных вопросов посвящена настоящая глава.

4.1. Разработка структуры адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу с определением места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме

Структура адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу с определением места (узла) и значения небаланса активной мощности, приведена на рис. 4.1 [45].

Адаптивный пусковой орган АРСП, структура которого приведена на рис. 4.1, осуществляет адаптивное выявление перегрузки контролируемого сечения в рассматриваемой энергосистеме, по условию статической апериодической устойчивости параллельной работы объектов электроэнергетики. Дополнительно пусковой орган осуществляет определение места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме, на основе анализа изменения углов между векторами напряжений узлов схемы рассматриваемой энергосистемы и скорости изменения данных углов (скольжения).

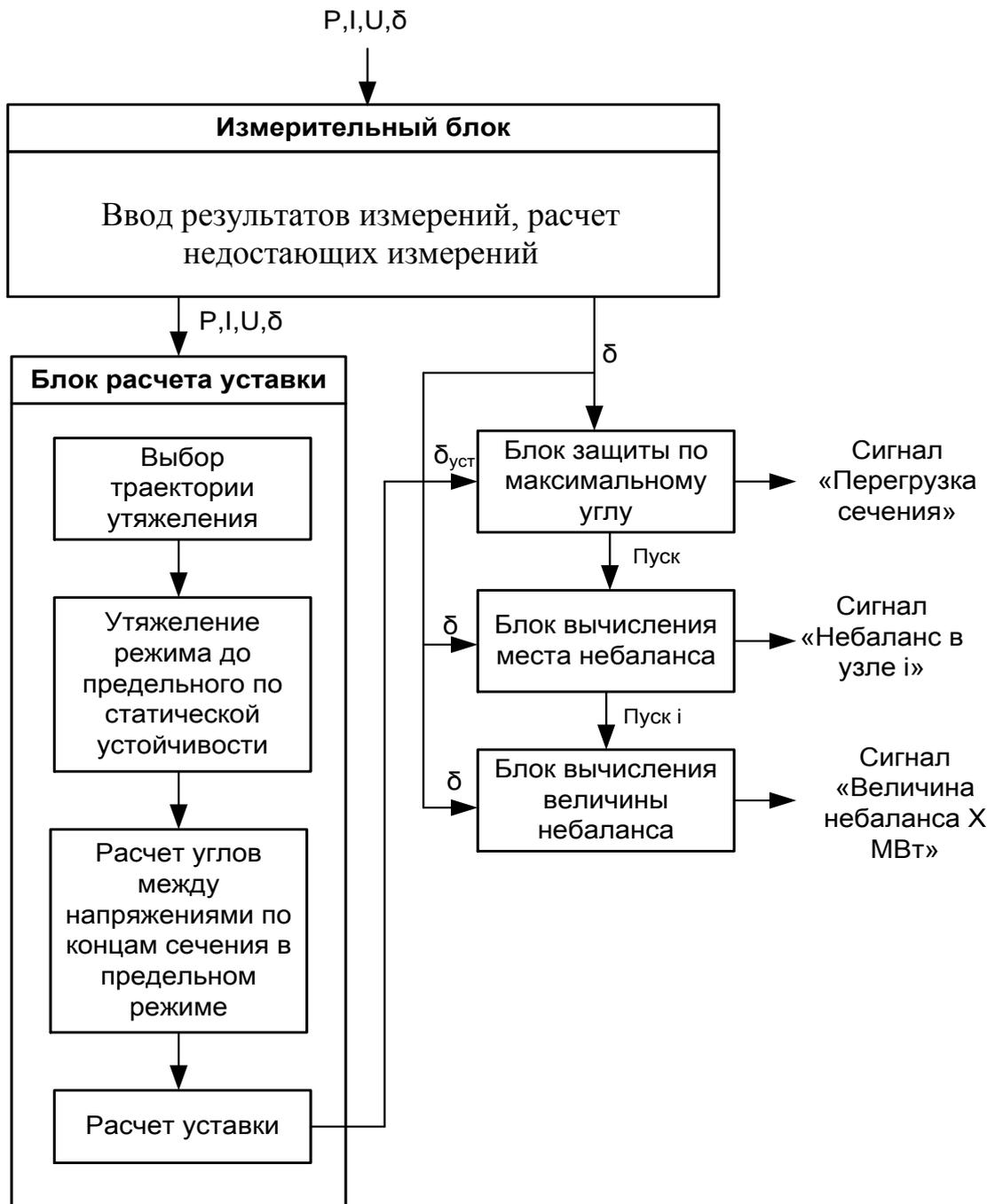


Рис. 4.1 Структура адаптивного пускового органа АРСП

Для функционирования пускового органа согласно структурной схеме (рис. 4.1) необходима следующая входная информация: активные мощности узлов, под которыми понимаются разности между мощностями генерации и нагрузок узлов схемы рассматриваемой энергосистемы (P_i); модули напряжений узлов схемы (U_i); фазы векторов напряжений в узлах (δ_i) сопротивления связей между узлами схемы (X_i); моменты инерции эквивалентных генераторов узлов (T_j); сигналы

«фиксация отключения линии» («ФОЛ») всех линий схемы рассматриваемой энергосистемы.

В результате функционирования блоков схемы (рис 4.1) формируются следующие выходные сигналы: сигнал «перегрузка сечения»; сигнал «небаланс в узле i »; сигнал «величина небаланса мощности ΔP МВт».

Структурная схема состоит из следующих блоков: измерительный блок; блок расчета уставки; блок защиты по максимальному углу; блок вычисления места небаланса; блок вычисления величины небаланса.

Измерительный блок (рис 4.1) получает результаты измерений от системы мониторинга переходных режимов (СМПР), вычисляет недостающие измерения и углы между векторами напряжений по концам сечений в рассматриваемой энергосистеме и передает все результаты измерений другим блокам (блок расчета уставки, блок защиты по максимальному углу, блок вычисления места небаланса, блок вычисления величины небаланса).

Входными величинами измерительного блока являются: активные мощности, модули и фазы векторов напряжений - P_i, U_i, δ_i (для тех узлов схемы рассматриваемой энергосистемы, в которых установлено оборудование системы СМПР); сопротивления связей между узлами схемы рассматриваемой энергосистемы (X_i); сигналы «ФОЛ» всех линий рассматриваемой схемы.

Выходными величинами измерительного блока являются: P_i, U_i, δ_i (для всех узлов схемы рассматриваемой энергосистемы); углы между векторами напряжений по концам сечений в рассматриваемой энергосистеме (δ_{ij}).

Вычисление недостающих измерений измерительный блок осуществляет по выражениям:

$$U = I \cdot Z; \quad (4.1)$$

$\sum_{i=1}^k E_i = \sum_{i=1}^m I_i Z_i,$	(4.2)
--	-------

где U – напряжение (разность потенциалов между началом и концом электрической цепи); I – ток в цепи; Z – сопротивление цепи; k – число источников; m – число ветвей; E_i – ЭДС i -го источника; I_i, Z_i – ток и сопротивление i -й ветви.

Вычисление углов между векторами напряжений по концам сечений в рассматриваемой энергосистеме производится по выражению:

$$\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j, \quad (4.3)$$

где δ_{ij} – углы между векторами напряжений по концам сечений; δ_i, δ_j – фазы напряжений в узлах схемы рассматриваемой энергосистемы.

В случае отключения линии в рассматриваемой энергосистеме сигнал «ФОЛ» поступает в алгоритм работы измерительного блока и по факту прихода сигнала осуществляется обнуление соответствующей проводимости.

Работа измерительного блока исследована в [47]. Установлено, что по выражениям (4.1) и (4.2) можно вычислить недостающие измерения, но с небольшой погрешностью, поэтому чем больше измерений будет доступно, тем выше будет точность других алгоритмов.

В блоке расчета уставки (рис 4.1) предусмотрена реализация «Алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу» (п. 3.3), который исследован в [47]. В рамках реализации данного алгоритма в блоке расчета уставки реализуется расчет статической устойчивости по знаку свободного члена характеристического уравнения рассматриваемой энергосистемы, поиск оптимальной траектории утяжеления, утяжеление режима до предельного по статической аperiodической устойчивости по выявленной траектории, расчет значений углов между векторами напряжений по концам сечений (для контролируемого сечения) в рассматриваемой энергосистеме в полученном предельном режиме (предельные углы), расчет уставки пускового органа, которая передается блоку защиты по максимальному углу.

Входными величинами блока расчета уставки являются: активные мощности, модули и фазы векторов напряжений - P_i, U_i, δ_i для всех узлов схемы рассматриваемой энергосистемы; X_i от измерительного блока.

Выходной величиной блока расчета уставки является уставка пускового органа $\delta_{уст}$.

Расчет уставки по «Алгоритму расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу» (п. 3.3) периодически повторяется. Таким

образом, осуществляется адаптивный расчет уставки пускового органа, что сокращает количество его излишних срабатываний и способствует повышению степени использования пропускной способности сечения и сокращению количества излишних вводов управляющих воздействий в рассматриваемой энергосистеме.

В блоке защиты по максимальному углу осуществляется измерение угла между векторами напряжений по концам сечения для контролируемого сечения в рассматриваемой энергосистеме (фазового угла), сравнение его с уставкой по углу. В случае превышения уставки по углу, блок выдает сигнал «перегрузка сечения», который передается в автоматику дозирования воздействий (АДВ), и сигнал «пуск», который передается блоку вычисления места небаланса.

Входными величинами блока защиты по максимальному углу являются: значение угла между векторами напряжений по концам сечения для контролируемого сечения в рассматриваемой энергосистеме (δ_{ij}) от измерительного блока; значение уставки по углу ($\delta_{уст}$) от блока расчета уставки.

Выходными величинами блока защиты по максимальному углу являются: сигнал «перегрузка сечения»; сигнал «пуск».

В блоке вычисления места небаланса реализуется «Алгоритм определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме» (п. 3.4) в части выявления места небаланса, который исследован в [45]. В рамках реализации данного алгоритма блок выявления места небаланса осуществляет выявление места небаланса активной мощности в рассматриваемой энергосистеме по изменению углов между векторами напряжений по концам сечений в данной энергосистеме. Вычисляется скорость изменения углов между векторами напряжений в узлах схемы рассматриваемой энергосистемы (скольжение), при превышении скольжением уставки, вычисляются углы между векторами напряжений по концам сечений и сравниваются с предыдущими значениями. (Уставка по скольжению подбирается расчетным путем, подбирается скольжение, которое возникает при небалансах, которые могут привести к перегрузке сечения – примерно 10%.) Далее осуществляется вычисление

изменений углов, определение знака изменений углов. Выявление места небаланса производится по принципу: если все углы, связанные с i , изменились в одном направлении, значит, небаланс в узле i . После выявления небаланса в узле i и получения сигнала «пуск» от блока защиты по максимальному углу осуществляется передача сигнала «небаланс в узле i » в АДВ и сигнал «пуск i » блоку вычисления величины небаланса.

Входными величинами блока вычисления места небаланса являются: значение фаз напряжений всех узлов схемы рассматриваемой энергосистемы (δ_i) от измерительного блока; сигнал «пуск» от блока защиты по максимальному углу.

Выходными величинами блока вычисления места небаланса являются: сигнал «небаланс в узле i »; сигнал «пуск i ».

В блоке вычисления величины небаланса реализуется «Алгоритм определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме» (п. 3.4) в части определения значения небаланса, который исследован в [45]. В рамках реализации данного алгоритма блок вычисления величины небаланса осуществляет измерение углов между векторами напряжений по концам сечений в рассматриваемой энергосистеме, вычисление скорости изменения данных углов (скольжений), вычисление изменений скольжений, по сигналу «пуск i » от блока вычисления места небаланса, вычисление значения небаланса для узла i по выражению:

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \Delta P, \quad (4.4)$$

где $\frac{d^2 \delta}{dt^2}$ - изменение скольжения, T_j - момент инерции, ΔP - величина небаланса мощности.

Величины T_j вводятся вручную, выбор нужного T_j осуществляется автоматически по номеру узла, в котором возник небаланс. Информацию о номере узла передает блок вычисления места небаланса. Значение величины небаланса передается в автоматику дозировки воздействий (АДВ).

Входными величинами блока вычисления величины небаланса являются: значение фаз напряжений узлов схемы рассматриваемой энергосистемы (δ_i) от измерительного блока; сигнал «пуск i » от блока вычисления места небаланса; T_j .

Выходной величиной блока вычисления величины небаланса является: сигнал «величина небаланса мощности ΔP МВт».

В результате функционирования блоков структуры рис 4.1, пусковой орган АРСП осуществляет адаптивную фиксацию перегрузки контролируемого сечения в рассматриваемой энергосистеме за счет адаптивного расчета уставки по «Алгоритму расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу» (п. 3.3). Дополнительно пусковой орган определяет место (узел) и значение небаланса активной мощности в рассматриваемой энергосистеме по «Алгоритму определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме».

Интерес представляет вопрос времени работы разработанных алгоритмов. Следует учесть, что рассматриваются вопросы нарушения статической устойчивости, а не динамической, поэтому высокое быстродействие не требуется [5, 6, 53], и во время переходного процесса пусковой орган работать не должен [6], а должен настроиться на новое значение перетока активной мощности по сечению, установившееся после переходного процесса. Таким образом, необходимо выявить, за какое время сможет установиться новое значение перетока мощности по сечению после возникновения переходного процесса.

Автором проведено исследование: в программном комплексе ДАКАР для схемы тестовой энергосистемы из четырех узлов, в каждом из которых генератор и нагрузка, рис. 3.18. Параметры схемы приведены в таблице 3.16, задавали возмущения в виде увеличения нагрузки в узле 3 на 200 МВт и отключения связи L_{24} и определяли время установки нового значения активной мощности по сечению L_{23} , результаты приведены на рис. 4.2, 4.3.

Из рис.4.2, 4.3 видно, что новое значение мощности по сечению L_{23} в тестовой схеме рис. 3.18 устанавливается примерно за 8 секунд.



Рис. 4.2 Переходный процесс (P_{23}) при отключении связи L_{24} в тестовой схеме рис. 3.18



Рис. 4.3 Переходный процесс (P_{23}) при увеличении нагрузки узла 3 на 200 МВт в тестовой схеме рис. 3.18

Согласно [5, 6, 53], высокое быстродействие от пускового органа, выявляющего перегрузку сечения в рассматриваемой энергосистеме по статической устойчивости, не требуется. Предлагается время работы алгоритмов адаптивного пускового органа выбирать исходя из времени установки нового значения перетока активной мощности по сечению в рассматриваемой

энергосистеме после переходного процесса. Следовательно, время адаптации пускового органа к новому режиму работы может составлять примерно 8 секунд.

Время адаптации пускового органа складывается из следующих составляющих: время доставки информации аппаратурой СМПП (5 мс на 1000 км) [96]; время верификации и расчета недостающих измерений (5 с); время расчета уставки; время передачи уставки, в случае удаленного пускового органа (5 мс на 1000 км). Следовательно, время расчета уставки не должно превышать значения: $8 - 0.01 - 5 - 0.01 = 2.98$ (секунд) для удаленного расположения пускового органа при расстоянии 2000 км. Требуемое время работы алгоритма пускового органа с учетом запаса 2.5 секунды. Через 2.5 секунды расчет повторяется. Устройство адаптируется к режиму работы сети. Возможен и более быстрый расчет, т.к. по новым требованиям АО «СО ЕЭС» суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации в устройство АРСП не должно превышать 500 мс.

Устройство не должно работать при больших возмущениях [6] (с высокой скоростью изменения режимных параметров), например, короткое замыкание, асинхронный режим. При данных возмущениях работают другие виды ПА (такие как автоматика разгрузки при коротких замыканиях, автоматика ликвидации асинхронного режима). Задача данного устройства – фиксация перегрузки, опасной для сохранения статической устойчивости. Необходимо блокировать работу устройства при указанных выше больших возмущениях. Предлагается способ блокировки по скорости изменения режимных параметров. Блокировка осуществляется как блока расчета уставки, так и блока защиты по максимальному углу на все время переходного процесса. Время блокировки блока защиты по максимальному углу увеличивается дополнительно на время расчета уставки (2.5 с.), чтобы фиксация перегрузки осуществлялась по новой уставке.

4.2. Адаптивный пусковой орган АРСП при реализации функции АРСП в составе централизованного комплекса АПНУ

Обычно АРСП, как функция АПНУ, реализуется в виде локального устройства, но можно рассмотреть также АРСП с адаптивным пусковым органом

при реализации данной функции в составе централизованного устройства АПНУ. Структура АПНУ с адаптивным пусковым органом АРСП [45] приведена на рис. 4.4.

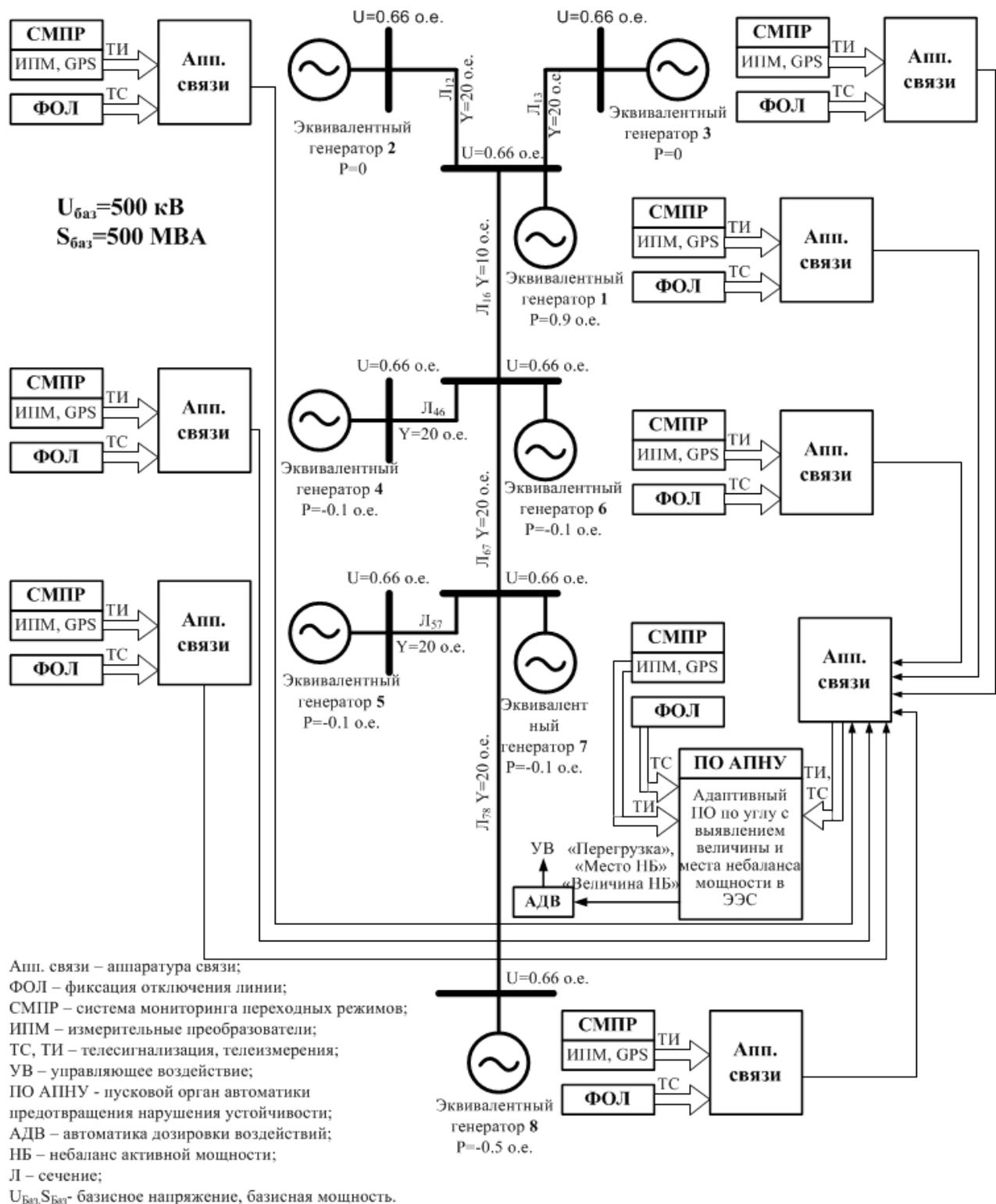


Рис. 4.4 Структура АПНУ с адаптивным пусковым органом АРСП для тестовой энергосистемы

Схема рис. 4.4 работает следующим образом: измерительные преобразователи системы мониторинга переходных режимов (СМНР), установленные на объектах электроэнергетической системы рис 4.4, обеспечивают синхронизированные по времени измерения требуемых для работы адаптивного пускового органа рис. 4.1 параметров присоединений рассматриваемой энергосистемы. Измерения по каналам связи с помощью аппаратуры связи передаются на верхний уровень к адаптивному пусковому органу АРСП рис. 4.4. На тех же объектах устанавливаются устройства фиксации отключения линии (ФОЛ), фиксирующие отключения связей между узлами схемы рассматриваемой энергосистемы, сигналы об отключении линий схемы рис. 4.4 от ФОЛ передаются к адаптивному пусковому органу АРСП по каналам связи с помощью оборудования связи. Пусковой орган АРСП осуществляет адаптивное выявление перегрузки контролируемого сечения в рассматриваемой энергосистеме, опасной для статической устойчивости данной энергосистемы, по параметрам режима, получаемым от системы СМНР с учетом состояния схемы (информация от ФОЛ) в соответствии со структурой рис 4.1. Дополнительно устройство осуществляет определение значения и места (узла) небаланса активной мощности в рассматриваемой энергосистеме, анализируя изменение углов между векторами напряжений в узлах рассматриваемой энергосистемы и скорости изменения данных углов (скольжения). Адаптивный пусковой орган АРСП выдает сигнал «перегрузка сечения», сигнал «небаланс в узле i », сигнал «величина небаланса мощности X МВт» устройству автоматической дозировки воздействий (АДВ). Данное устройство осуществляет на основе полученной информации выбор управляющего воздействия для устранения перегрузки сечения в рассматриваемой энергосистеме.

В разработанной структуре осуществляется адаптивное выявление перегрузки контролируемого сечения в рассматриваемой энергосистеме, что предотвратит излишний пуск АДВ и излишний ввод управляющего воздействия. Определение места (узла) и значения небаланса мощности позволят устройству АДВ наиболее точно выбирать объем управляющего воздействия для устранения

небаланса мощности, вызвавшего перегрузку сечения, и реализовывать его в месте возникновения небаланса, что наиболее эффективно.

Перечень оборудования, необходимого для реализации структуры рис. 4.4 приведен ниже.

На объектах ЭЭС (в контролируемых узлах):

1. оборудование системы СМПП (измерительные преобразователи, коммутационные серверы, приемник системы GPS/ГЛОНАСС);
2. оборудование связи (устройства передачи сигналов по волоконно-оптическим каналам связи);
3. устройство фиксации отключения линии (ФОЛ).

В центральном узле (в месте (узле) установки адаптивного пускового органа):

1. оборудование системы СМПП (измерительные преобразователи, коммутационные серверы, приемник системы GPS/ГЛОНАСС);
2. оборудование связи (устройства приема сигналов по волоконно-оптическим каналам связи);
3. устройство фиксации отключения линии (ФОЛ);
4. Микропроцессорное устройство – адаптивный пусковой орган (в соответствии с разработанной структурой рис. 4.1). [74]

Необходимо отметить, что в настоящее время указанное оборудование (за исключением адаптивного пускового органа) обязательно устанавливается на всех проектируемых и модернизируемых крупных объектах генерации и сетевых объектах напряжением 500 кВ и выше [51]. Это означает, что для реализации разработанной структуры, возможно использование существующего оборудования, что сократит затраты на реализацию.

Возможны варианты исполнения схемы рис. 4.4.

Пусковой орган (блок защиты по максимальному углу) может также быть установлен отдельно от устройства настройки (блок расчета уставки). Если не использовать дополнительные функции по выявлению значения и места (узла) небаланса мощности, то возможна настройка удаленных пусковых органов,

установленных на другом объекте относительно устройства настройки. В этом случае уставка будет передаваться пусковому органу по каналам связи. В таком случае возможна настройка нескольких пусковых органов, контролирующих разные сечения в рассматриваемой энергосистеме.

Возможно также выполнить пусковой орган совместно с автоматикой дозировки воздействий (АДВ), в этом есть смысл, когда АДВ имеет небольшое количество пусковых органов и управляющих воздействий, то есть при децентрализованной АДВ (как чаще всего и выполняется АРСП), хороший пример - энергосистема Казахстана, где установлено множество устройств автоматики от наброса мощности (АНМ), которые выявляют перегрузку одного сечения и сами выбирают управляющее воздействие. Вариант исполнения выбирается при учете индивидуальных особенностей рассматриваемой энергосистемы и существующей организации ПА в данной системе.

Важно отметить, что в схеме рис. 4.4 отсутствует дублирование. Это связано с тем, что в настоящее время оборудование системы СМНР не дублируется (из опыта проектирования). Поэтому в случае отказа пусковой орган переходит на нормальный режим работы, без адаптивной настройки. Это реализуется следующим образом: измерительный блок рис. 4.1, выявив ошибку в процессе идентификации, блокирует все блоки алгоритма и переводит блок защиты по максимальному углу на режим работы с фиксированной уставкой, рассчитанной исходя из худшего режима рассматриваемой энергосистемы.

4.3. Моделирование структуры адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу с определением места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме в программном комплексе Matlab, исследование ее эффективности

Разработанная структура адаптивного пускового органа АРСП рис. 4.1 была смоделирована в программном комплексе Matlab [97, 98, 99] для тестовой энергосистемы из 8 узлов, в каждом узле эквивалентный генератор [45]. Схема приведена на рис. 4.5. Модель энергосистемы рис 4.5 в программном комплексе

Matlab приведена на рис. 4.6. Модели описанных в п. 3.3, 3.4 алгоритмов адаптивного пускового органа АРСП в программном комплексе Matlab приведены на рис. 4.7.

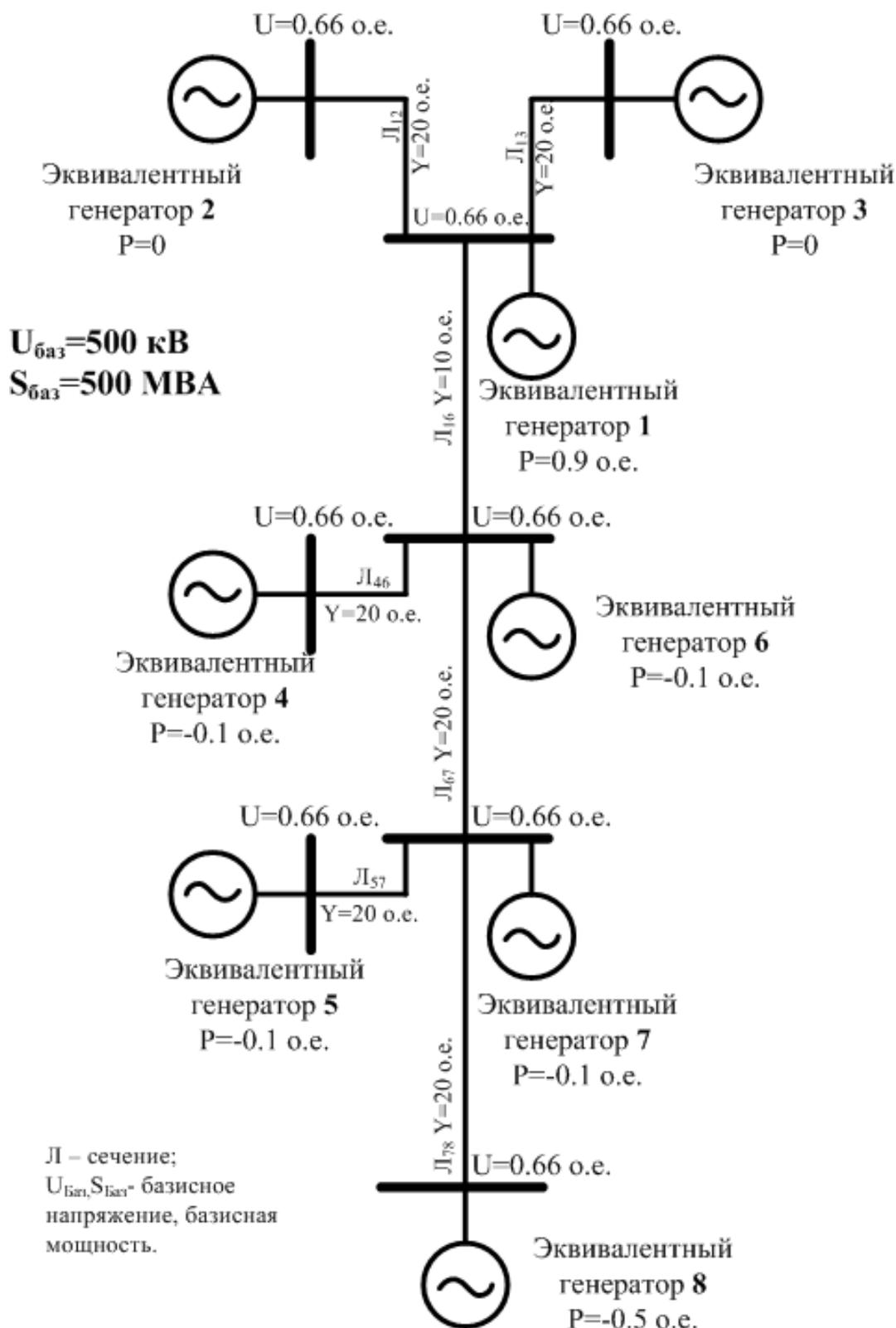


Рис. 4.5 Схема тестовой виртуальной энергосистемы

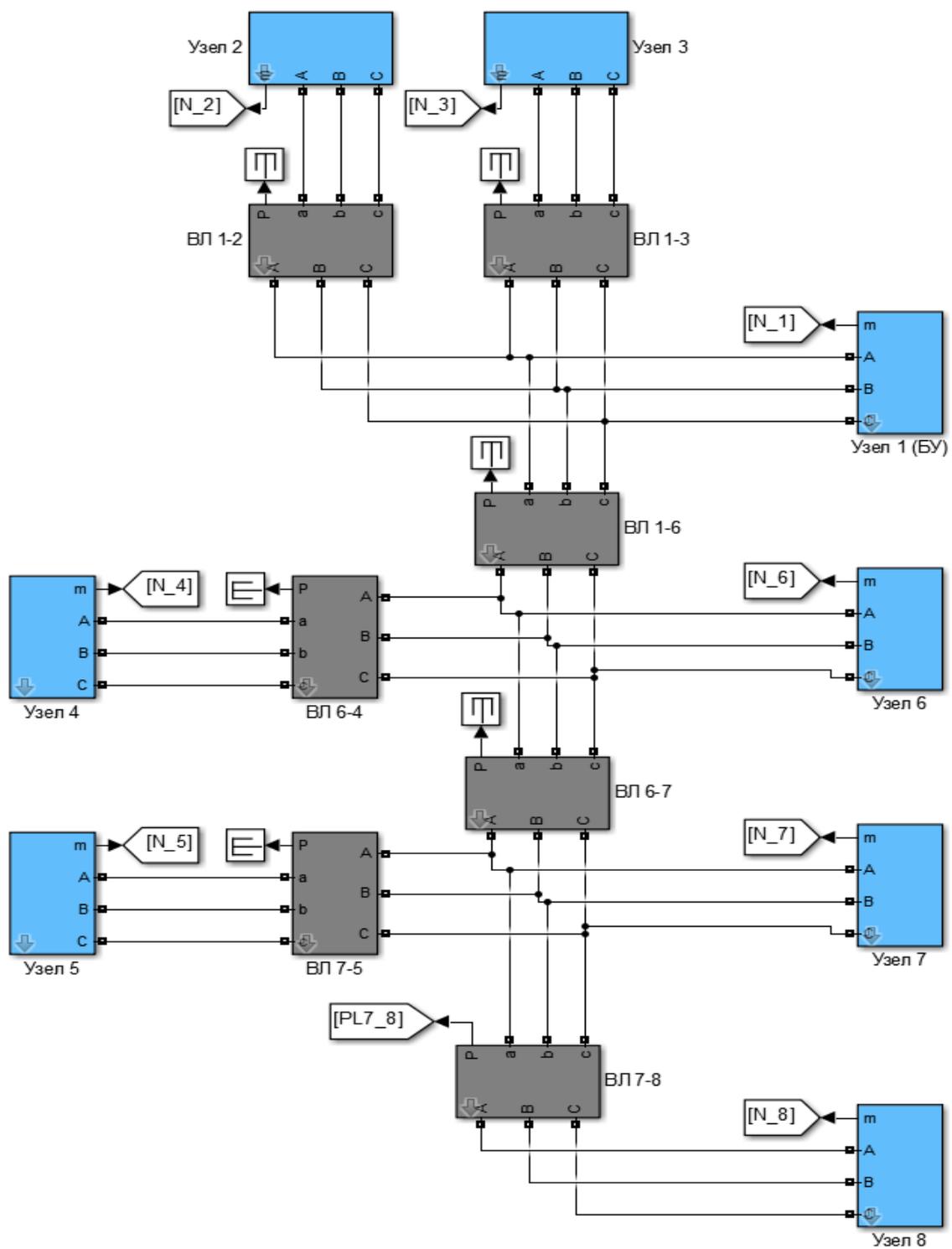


Рис. 4.6 Модель тестовой виртуальной энергосистемы рис. 4.5 в ПК Matlab

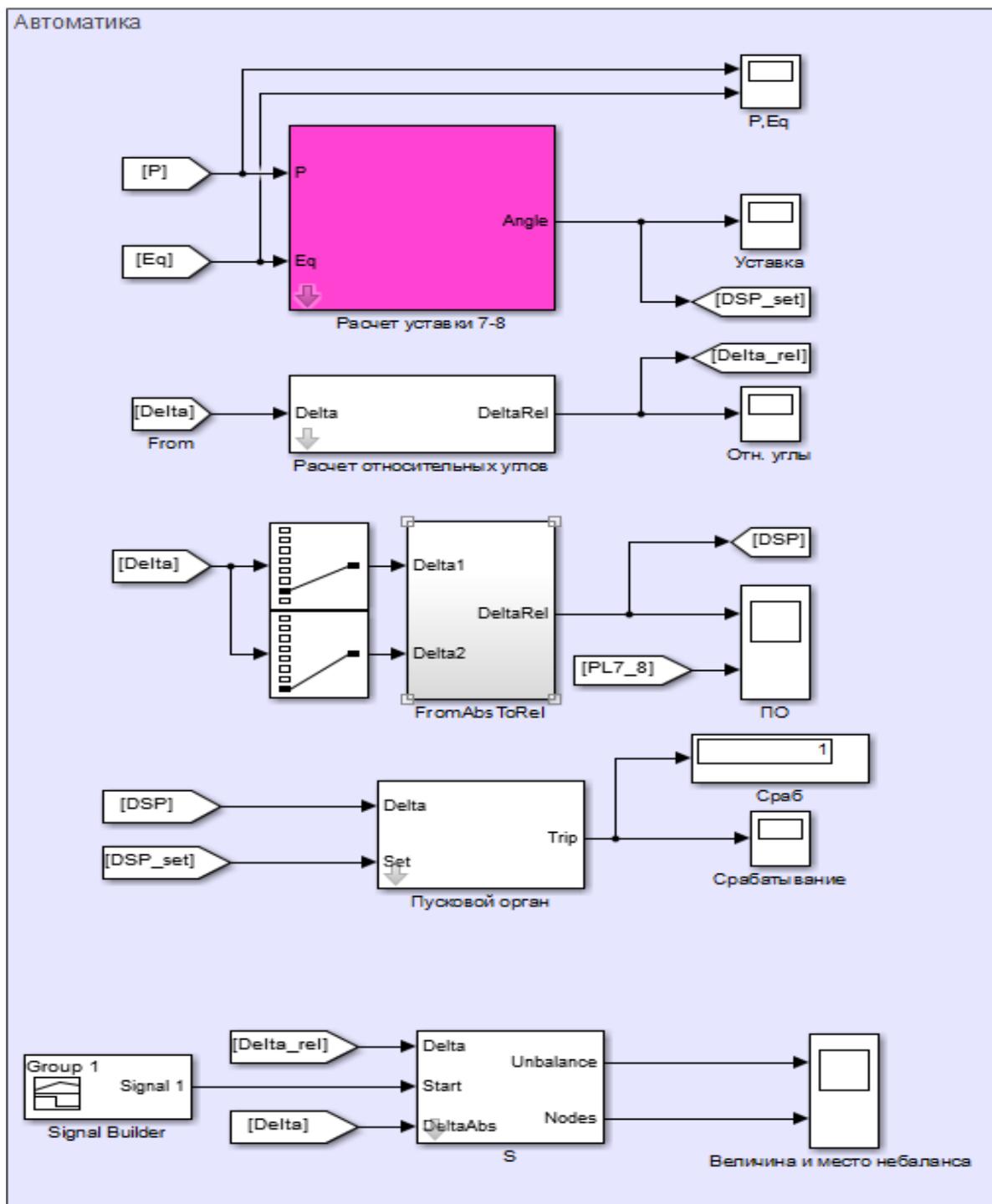


Рис. 4.7 Модель алгоритмов адаптивного пускового органа АРСП в ПК Matlab

Описание моделей элементов тестовой виртуальной энергосистемы рис. 4.5 в ПК Matlab приведено ниже. Каждый узел представлен следующим образом (рис. 4.8):

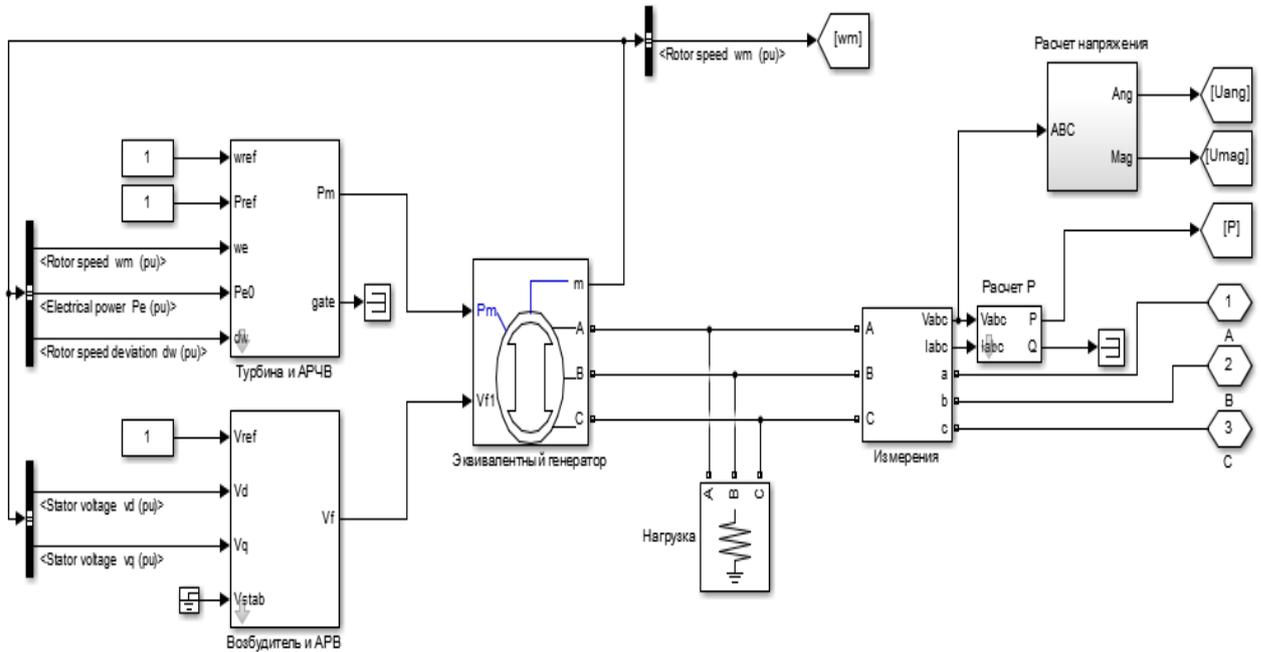


Рис. 4.8 Модель узла тестовой схемы рис. 4.6

Электрическая модель генератора представляет синхронную машину с демпферными обмотками, 2 обмотки в оси q и 1 обмотка в оси d , и описывается системой уравнений Парка-Горева [100]:

$$\begin{aligned}
 \frac{d\Psi_d}{dt} + \omega\Psi_q + R_s i_d &= -u_d; \\
 \omega\Psi_d - \frac{d\Psi_q}{dt} - R_s i_q &= u_q; \\
 \frac{d\Psi_d}{dt} + R_{fd} i_{fd} &= u_{fd}; \\
 \frac{d\Psi_{1d}}{dt} + R_{1d} i_{1d} &= u_{1d} = 0; \\
 \frac{d\Psi_{1q}}{dt} + R_{1q} i_{1q} &= u_{1q} = 0; \\
 \frac{d\Psi_{2q}}{dt} + R_{2q} i_{2q} &= u_{2q} = 0,
 \end{aligned}
 \tag{4.5}$$

где:

$\Psi_{d,q}$ – потокосцепление в обмотках статора в осях d,q ;

ω – скорость вращения ротора;

R_s – активное сопротивление обмотки статора;

$u_{d,q}$ – напряжение обмотки статора в осях d,q ;

u_{fd} – напряжение обмотки возбуждения;

$i_{d,q}$ – ток обмотки статора в осях d,q;

u_{1d}, u_{1q}, u_{2q} – напряжения демпферных обмоток в осях d,q;

R_{1d}, R_{1q}, R_{2q} – активное сопротивление демпферных обмоток;

$\Psi_{1d}, \Psi_{1q}, \Psi_{2q}$ – потокосцепление демпферных обмоток;

i_{1d}, i_{1q}, i_{2q} – ток демпферных обмоток.

Схема, соответствующая данной системе уравнений приведена на рис. 4.9.

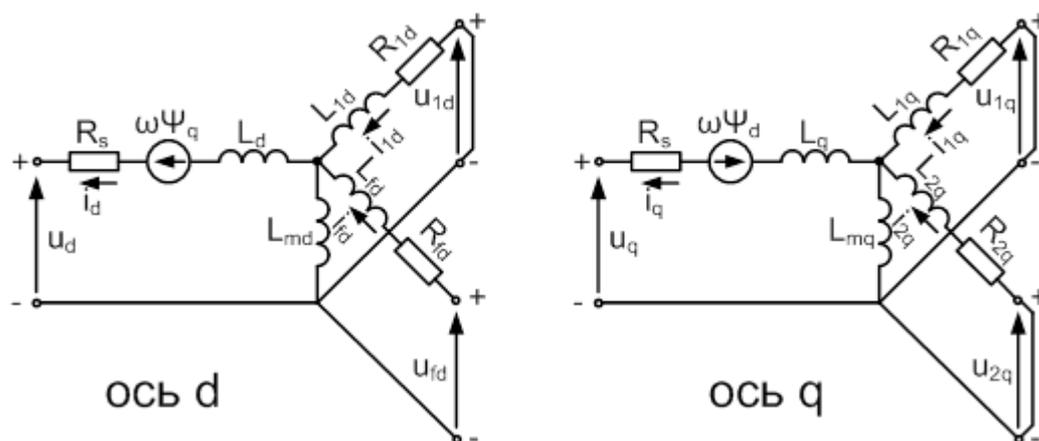


Рис. 4.9 Схема замещения синхронной машины

Механическую часть генератора описывает уравнение движения ротора [101]:

$$\Delta\omega(t) = \frac{1}{2J} \int_0^t (T_m - T_e) dt; \quad (4.6)$$

$$\omega(t) = \Delta\omega(t) + \omega_0.$$

где:

$\omega, \Delta\omega$ – скорость вращения и изменение скорости вращения ротора;

J – момент инерции ротора;

T_m – механический момент турбины (ускоряющий момент);

T_e – электрический момент (момент сопротивления).

Нагрузка представлена трехфазной параллельной RLC-нагрузкой [101].

Описание алгоритмов работы адаптивного пускового органа АРСП рис. 4.7 приведено п. 3.3, 3.4 («Алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу» и «Алгоритм определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме»).

Автором были проведены расчетные эксперименты для проверки работы алгоритмов рис 4.7 на модели тестовой виртуальной энергосистемы рис. 4.6 [45]. Пусковой орган по фазовому углу, реализующий «Алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу» и «Алгоритм определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме» рис. 4.7, установлен в узле 7 и контролирует сечение 7-8 схемы рис. 4.5.

Были проведены расчетные эксперименты для двух режимов работы энергосистемы рис. 4.5.

Режим 1. Мощности узлов приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 Описание режима 1 тестовой схемы рис. 4.5

№ узла	P, МВт	P, о.е.
1	650	1,3
2	0	0
3	0	0
4	-150	-0,3
5	-150	-0,3
6	-50	-0,1
7	-50	-0,1
8	-250	-0,5

В данном режиме уставка пускового органа АРСП по углу между векторами напряжений по концам сечения (для сечения 7-8) в энергосистеме рис. 4.5 составляет 0,412 рад (23.6 град). В момент времени 10,5 секунд происходит наброс нагрузки в узле 8 схемы рис. 4.5. Срабатывание пускового органа происходит при мощности по сечению 7-8 схемы рис. 4.5. 470 МВт, график приведен на рис. 4.10.

Режим 2. Мощности узлов приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 Описание режима 2 тестовой схемы рис. 4.5

№ узла	P, МВт	P, о.е.
1	450	0,9
2	0	0
3	0	0
4	-50	-0,1
5	-50	-0,1
6	-50	-0,1
7	-50	-0,1
8	-250	-0,5

В данном режиме уставка пускового органа АРСП по углу между векторами напряжений по концам сечения (для сечения 7-8) в энергосистеме рис. 4.5 составляет 0,485 рад (27.8 град). В момент времени 10,5 секунд происходит наброс нагрузки в узле 8 схемы рис. 4.5. Срабатывание пускового органа происходит при мощности по сечению 7-8 схемы рис. 4.5 540 МВт, график приведен на рис. 4.11.

В режиме 2 при мощности по сечению 7-8 схемы рис. 4.5 500 МВт, а 470 тем более (при которой было срабатывание в режиме 1) фиксируется несрабатывание пускового органа. График приведен на рис. 4.12.

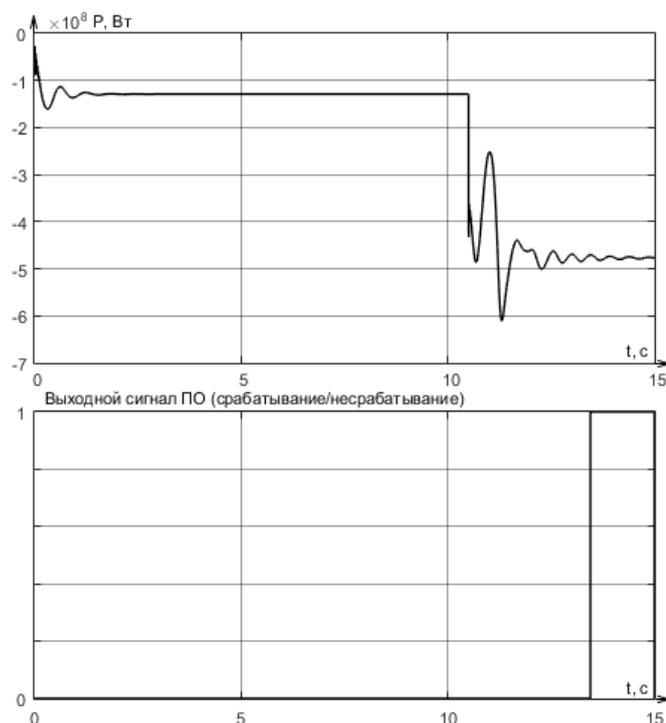


Рис. 4.10 Переток мощности по сечению 7-8 схемы рис. 4.5, срабатывание пускового органа в режиме 1 тестовой схемы рис. 4.5

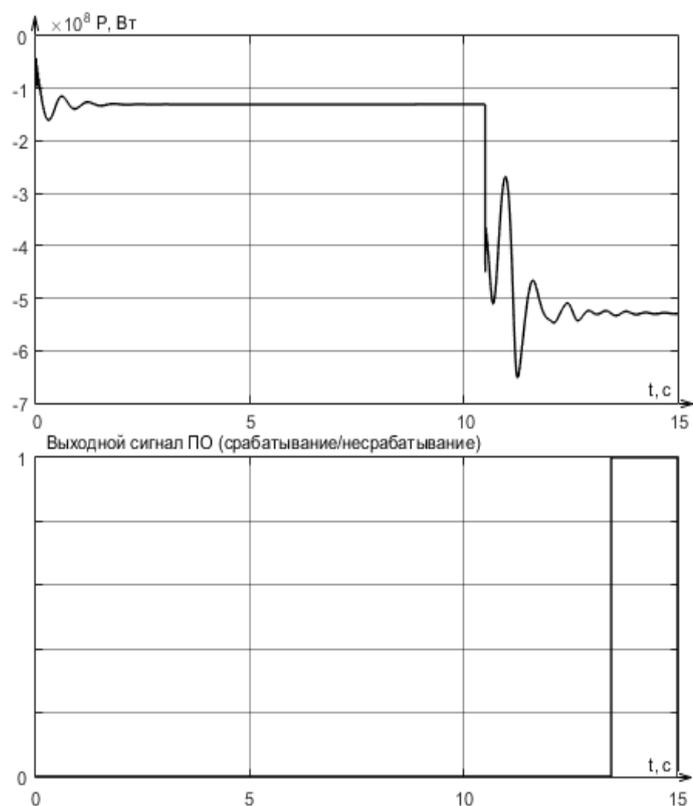


Рис. 4.11 Переток мощности по сечению 7-8 схемы рис. 4.5, срабатывание пускового органа в режиме 2 тестовой схемы рис. 4.5

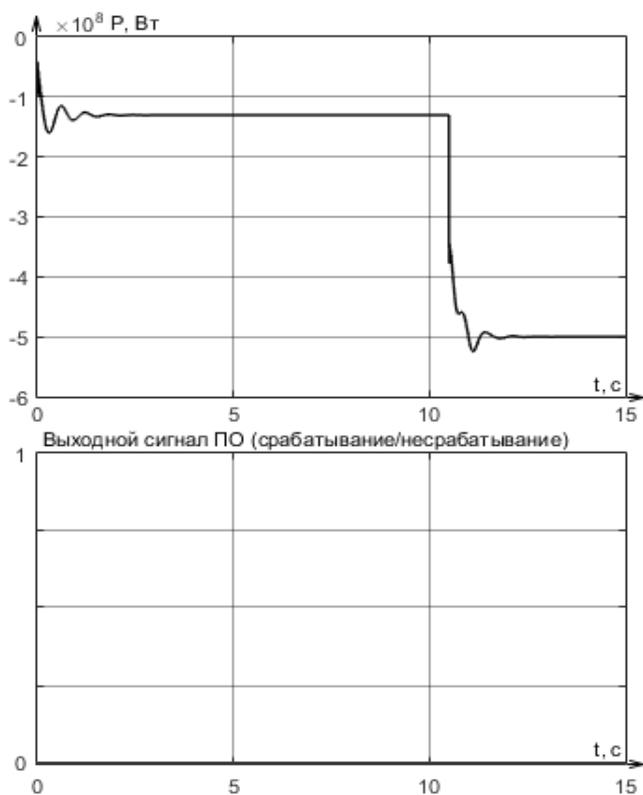


Рис. 4.12 Переток мощности по сечению 7-8 схемы рис. 4.5, несрабатывание пускового органа в режиме 2 тестовой схемы рис. 4.5

Результаты расчетных экспериментов в режиме 1 и режиме 2 тестовой схемы рис. 4.5 показали, что при разных значениях отборов мощности в узлах 4, 5 данной схемы, уставка пускового органа, контролирующего сечение 7-8 различная. В результате задания различных уставок для каждого режима, пусковой орган в режиме с большим значением отборов мощности в узлах 4, 5 срабатывает при перетоке мощности по сечению 7-8 470 МВт. При уменьшении отборов мощности в узлах 4, 5 на 100 МВт, пусковой орган срабатывает при перетоке по сечению 7-8 540 МВт. При отсутствии адаптивной настройки пусковой орган имел бы одну уставку для обоих режимов, рассчитанную исходя из худшего случая, то есть срабатывал бы в обоих режимах при мощности по сечению 7-8 470 МВт. Это означает, что в режиме с меньшими отборами происходило бы искусственное занижение пропускной способности на 70 МВт. Таким образом, применение адаптивного пускового органа позволяет повысить степень использования пропускной способности сечения в рассматриваемой энергосистеме на 70 МВт при изменении промежуточных отборов мощности на 100 МВт. При изменении промежуточных отборов мощности на 200 МВт, происходит увеличение степени использования пропускной способности на 140 МВт.

Для проверки точности расчетов, расчет уставок пускового органа АРСП по углу для сечения 7-8 схемы рис. 4.5 в режимах 1 и 2 (таблица 4.1, 4.2) был реализован в программном комплексе Mathcad. Расчет проводился по «Алгоритму расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу» п. 3.3.

Сравнение уставок пускового органа АРСП для сечения 7-8 схемы рис. 4.5, рассчитанных в программах Matlab и Mathcad, приведено в таблице 4.3.

Из таблицы 4.3 видно, что уставки пускового органа АРСП для сечения 7-8 схемы рис. 4.5, рассчитанные в двух программных комплексах практически совпадают. Совпадение результатов, полученных в различных программных комплексах, свидетельствуют о достоверности полученных результатов.

Таблица 4.3 Уставки пускового органа АРСП для сечения 7-8 тестовой схемы рис. 4.5

Режим	Уставка пускового органа, рад (град) Matlab	Уставка пускового органа, рад (град) Mathcad
1(мощность узлов 4,5=150 МВт)	0,412 рад (23.6 град)	0,413 рад (23.6 град)
2(мощность узлов 4,5=50 МВт)	0,485 рад (27.8 град)	0,464 рад (26,6 град)

Далее проводили расчетный эксперимент по определению места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме на тестовой схеме рис. 4.5 в режиме 2 (таблица 4.2) в программном комплексе Matlab [45].

Задавали небаланс в узле 8 схемы рис. 4.5 в форме увеличения нагрузки в объеме 1600 МВт и фиксировали выходные величины «Алгоритма определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме» п. 3.4, рис. 4.7. Результаты приведены на рис. 4.13, 4.14.

Затем задавали небаланс в узле 5 схемы рис. 4.5 в форме увеличения нагрузки в объеме 1600 МВт и фиксировали выходные величины «Алгоритма определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме» п. 3.4, рис. 4.7. Результаты приведены на рис. 4.15, 4.16.

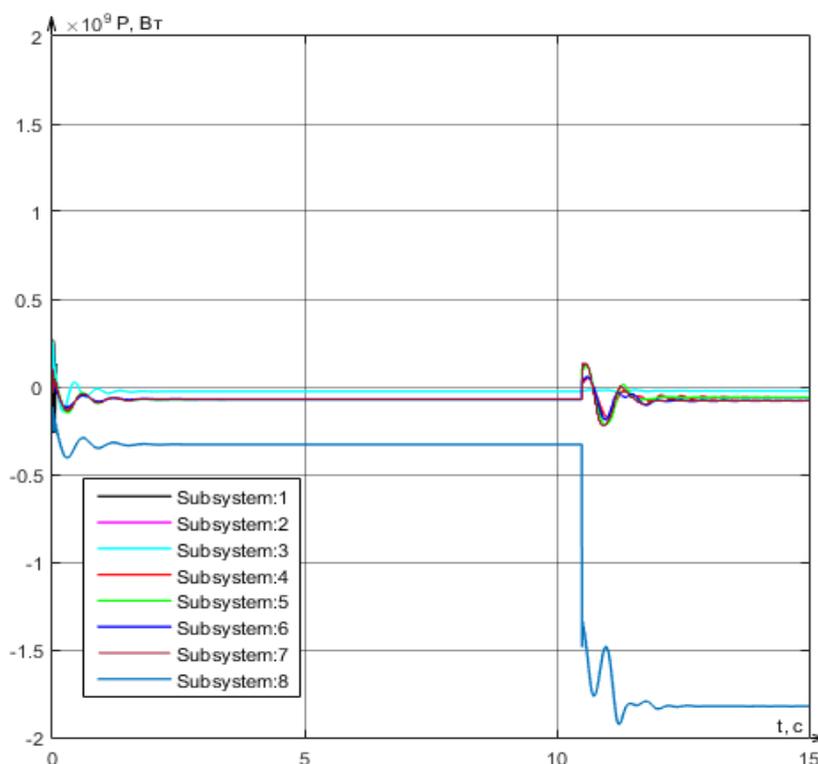


Рис. 4.13 Изменение мощности в узлах тестовой схемы рис. 4.5 (узел 8)

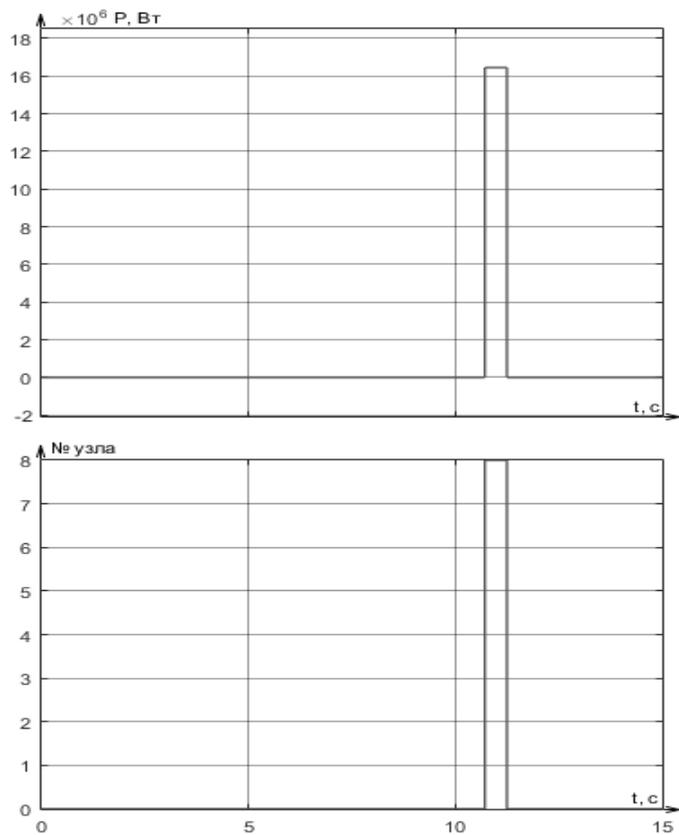


Рис. 4.14 Выходные величины алгоритма определения места (узла) и значения небаланса мощности в энергосистеме рис. 4.5 (небаланс в узле 8)

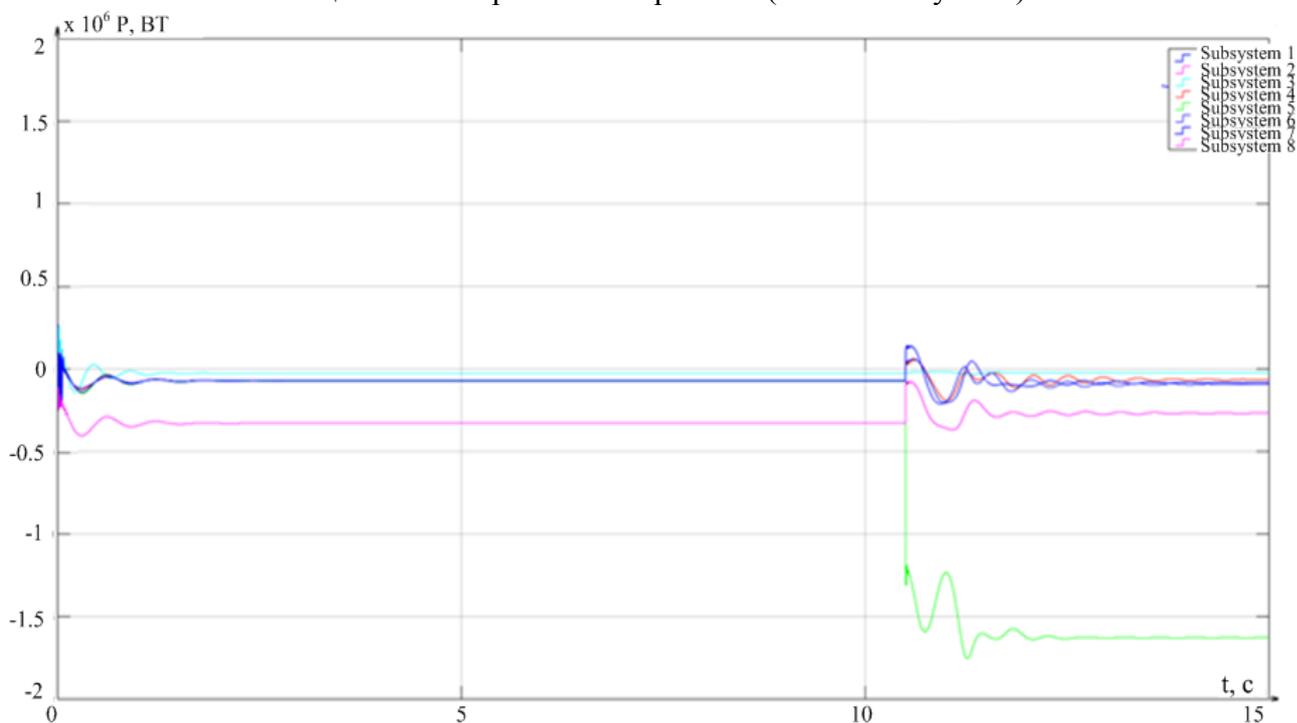


Рис. 4.15 Изменение мощности в узлах тестовой схемы рис. 4.5 (узел 5)

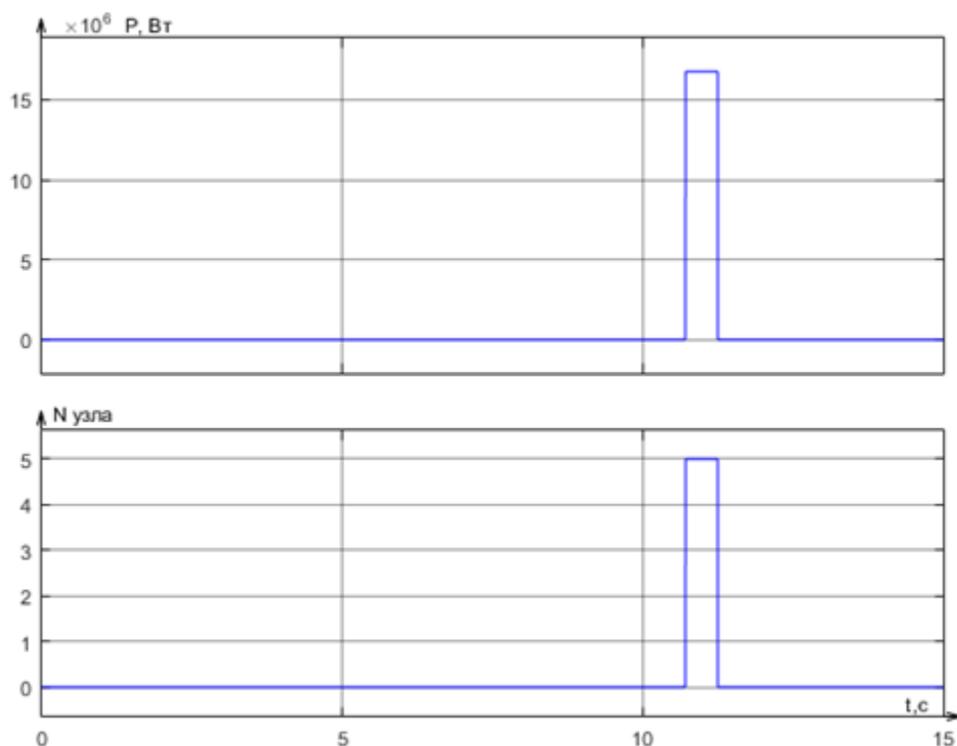


Рис. 4.16 Выходные величины алгоритма определения места (узла) и значения небаланса мощности в энергосистеме рис. 4.5 (небаланс в узле 5)

Результаты расчетных экспериментов (рис. 4.13 - 4.16) показали, что пусковой орган выявляет небаланс мощности в том узле, в котором он был задан, вычисленное значение небаланса мощности совпадает с заданным.

Таким образом, функционирование структурной схемы адаптивного пускового органа АРСП рис 4.1, включающей «Алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу» и «Алгоритм определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме» п. 3.3, 3.4 было смоделировано для тестовой схемы энергосистемы рис. 4.5 в программном комплексе Matlab. Расчетные эксперименты в данном программном комплексе показали, что данные алгоритмы работают корректно. «Алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу» позволяет учитывать изменение режима работы рассматриваемой энергосистемы при расчете уставки, что повысит степень использования пропускной способности контролируемого сечения. «Алгоритм определения места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме» позволяет корректно выявлять узел и значение небаланса

мощности в рассматриваемой энергосистеме. Это позволит наиболее точно выбирать объем и место реализации управляющего воздействия в рассматриваемой энергосистеме, направленного на устранение выявленного небаланса мощности, вызвавшего перегрузку контролируемого сечения, в данной энергосистеме.

Выводы по главе

Разработана и исследована структура адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу, которая представляет взаимосвязь алгоритмов адаптивного пускового органа АРСП, определяющего место и значение небаланса активной мощности в энергосистеме [45].

Смоделировано и исследовано функционирование разработанной структуры адаптивного пускового органа АРСП в энергосистеме в программном комплексе Matlab. Результаты моделирования подтвердили, что пусковой орган адаптируется к режиму работы электрической сети (уставка изменяется с изменением режима работы сети) и адаптация позволяет повысить степень использования пропускной способности сечения в энергосистеме. Результаты моделирования также показали, что пусковой орган корректно определяет место (узел) и значение небаланса активной мощности в энергосистеме, что позволит наиболее точно выбирать место реализации и объем управляющего воздействия в энергосистеме, направленного на устранение выявленного небаланса [45].

Пусковой орган с разработанной структурой целесообразно применять для фиксации перегрузки сечений в многомашинной энергосистеме.

Заключение

В диссертационной работе получены следующие научные и практические результаты:

1. Разработан и исследован алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности, который позволяет рассчитывать уставку пускового органа с учетом режима работы электрической сети. Впервые метод анализа статической устойчивости по знаку свободного члена характеристического уравнения энергосистемы применен при расчете уставки пускового органа АРСП.

2. Разработан и исследован алгоритм расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу, который позволяет рассчитывать уставку пускового органа для текущего режима работы энергосистемы.

3. Разработан и исследован алгоритм определения пусковым органом АРСП места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме на основе анализа изменения углов между векторами напряжений узлов схемы и скорости изменения данных углов (скольжения).

4. Разработана и исследована структура адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу, которая представляет взаимосвязь алгоритмов адаптивного пускового органа АРСП, определяющего место и значение небаланса активной мощности в энергосистеме.

5. Смоделировано и исследовано функционирование разработанной структуры адаптивного пускового органа АРСП в энергосистеме в программном комплексе Matlab. Результаты моделирования подтвердили, что пусковой орган адаптируется к режиму работы электрической сети (уставка изменяется с изменением режима работы сети) и адаптация позволяет повысить степень использования пропускной способности сечения в энергосистеме. Результаты моделирования также показали, что пусковой орган корректно определяет место (узел) и значение небаланса активной мощности в энергосистеме, что позволит наиболее точно выбирать место реализации и объем управляющего воздействия в энергосистеме, направленного на устранение выявленного небаланса.

6. На основе исследования эффективности алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по активной мощности на примере тестовой энергосистемы и энергосистемы Казахстана установлено, что применение алгоритма позволит повысить степень использования пропускной способности сечения и сократить количество излишних вводов управляющих воздействий в энергосистеме за счет того, что обеспечит изменение уставки пускового органа при изменении режима работы энергосистемы.

7. На основе исследования эффективности алгоритма расчета уставки адаптивного пускового органа АРСП по фазовому углу на примере тестовой энергосистемы выявлено, что применение алгоритма позволит повысить степень использования пропускной способности сечения в энергосистеме за счет того, что даст возможность изменять уставку пускового органа при изменении режима работы электрической сети. Кроме того, повышению степени использования пропускной способности сечения будет способствовать применение пускового органа АРСП по фазовому углу, за счет его высокой чувствительности.

8. Установлено, что возможность определения пусковым органом места (узла) и значения небаланса активной мощности в энергосистеме позволит наиболее точно выбирать место (узел) реализации и объем управляющего воздействия в энергосистеме, направленного на устранение выявленного небаланса мощности в энергосистеме.

9. Показано, что пусковой орган АРСП по активной мощности, и по фазовому углу с разработанной структурой, уставка которого рассчитывается по разработанным алгоритмам, целесообразно применять для фиксации перегрузки сечений в многомашинной энергосистеме, особенно сечений с промежуточными отборами мощности.

10. Результаты работы используются в учебном процессе в «НИУ «МЭИ» в виде лабораторного практикума в курсе «Автоматика энергосистем» магистерской программы подготовки по направлению «Электроэнергетика и электротехника».

11. Дальнейшие исследования целесообразно развивать в направлении усовершенствования пусковых органов АРСП, при реализации функции АРСП в составе централизованного устройства АПНУ, настраиваемого от централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА). Новые результаты позволят оптимизировать выбор дозировки управляющего воздействия для предотвращения нарушения статической устойчивости в энергосистеме при перегрузке сечения электрической сети.

Список литературы

1. Иофьев Б.И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. М: «Энергия», 1974. 415 с.
2. Иофьев Б.И., Семенов В.А. Развитие противоаварийной автоматики энергосистем на базе цифровой вычислительной техники. Москва: ВИНТИ, 1990.
3. Иофьев Б.И., Семенов В.А. Структуры противоаварийной автоматики крупной электроэнергетической системы // Энергетик, No. 3, 2005. pp. 5-7.
4. Иофьев Б.И. Структуры противоаварийной автоматики электроэнергетической системы // Электричество, № 1, 1997.
5. Глушкин И.З., Иофьев Б.И. Противоаварийная автоматика в энергосистемах. Т. I. М: «Знак», 2009. 568 с.
6. Глушкин И.З., Иофьев Б.И. Противоаварийная автоматика в энергосистемах. Т. II. М: «Знак», 2011. 528 с.
7. Кощеев Л.А. Автоматическое противоаварийное управление в электроэнергетических системах. Ленинград: Ленинградское отделение Энергоатомиздата, 1989. 145 с.
8. Окин А.А. Противоаварийная автоматика. Москва: Издательство МЭИ, 1995. 208 с.
9. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. Москва: Энергоатомиздат, 1990.
10. Семенов В.А. Противоаварийная автоматика в ЕЭС России. Москва: НТФ "Энергопрогресс", 2004. 104 с.
11. Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. Москва: Энергоатомиздат, 1988. 416 с.
12. Исаев Е.В., Кац П.Я., Лисицин А.А., Николаев А.В., Тен Е.А. Алгоритм оценки статической устойчивости и выбора управляющих воздействий по

- условию обеспечения статической устойчивости в послеаварийном режиме // ИЗВЕСТИЯ НТЦ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ, № 1(68), 2013. С. 48-56.
13. ЖУКОВ А., САЦУК Е., ЛИСИЦЫН А., КАЦ П., ЭДЛИН М. Конференция СИГРЭ Парижская секция // СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ЗАПАСА УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ. 2016.
 14. Жуков В.А., Герасимов А.С., Бердин А.С., Бородин А.С. Базовые пусковые органы для систем централизованной противоаварийной автоматики и систем управления электромеханическими переходными процессами на основе синхронной регистрации параметров электрического режима // Сборник докладов XXI конференции Релейная защита и автоматика энергосистем, 2012. С. 257-262.
 15. САЦУК Е.И., ЛУЖКОВСКИЙ Ю.И., ЗАСЫПКИН А.С., ТЕТЕРИН А.Д. Алгоритмы адаптивной автоматики ограничения перегрузки воздушной линии электропередачи с контролем температуры провода // Энергетик, № 12, 2015. С. 8-12.
 16. Сацук Е.И. Программно-технические средства мониторинга воздушных линий электропередачи и управления энергосистемой в экстремальных погодных условиях: Дисс. Доктор техн. наук. Новочеркасск. 2011. 314 с.
 17. Портной М.Г., Рабинович Р.С. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. Москва: Энергия, 1978. 352 с.
 18. Любарский Д.Р. Повышение устойчивости функционирования устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики в условиях электромагнитных и электромеханических переходных процессов: Дисс. доктор техн. наук. Москва. 2006. 317 с.
 19. Любарский Д.Р. Программно-технические средства противоаварийного управления локального уровня.. Москва: Энергоатомиздат, 2006. 120 с.
 20. Любарский Д.Р. Проблемы совершенствования средств противоаварийной автоматики локального уровня электроэнергетических систем //

Электрические станции, № 9, 2006. С. 66-73.

21. Наровлянский В.Г. Совершенствование методов и технических средств предотвращения и ликвидации аварийных режимов в энергосистеме: Дисс. доктор техн. наук. Москва. 2005. 319 с.
22. Брухис Г.Л., Глушкин И.З., Дмитриев К.С., Любарский Д.Р., Россовский Е.Л. Комплекс технических средств повышения надежности микропроцессорного локального устройства автоматической дозировки управляющих воздействий // Релейная защита и автоматика энергосистем-96 тезисы доклада научно-технической конференции, 1996. С. 41-43.
23. Якимец И.В., Ваганов А.Б., Наровлянский В.Г., Глушкин И.З. Определение эквивалентных параметров энергосистемы по напряжению и току одного узла в процессе динамического перехода // Электрические станции, № 5, 2004. С. 43-49.
24. Брухис Г.Л., Глушкин И.З. Устройство автоматической дозировки управляющих воздействий// Вопросы противоаварийной автоматики энергетических систем. Сб. научных трудов. Москва. 1982.
25. Якимец И.В., Глушкин И.З., Наровлянский В.Г. Обобщенные способы выявления асинхронного режима энергосистемы // Электричество, № 11, 1997.
26. Засыпкин А.С. Автоматизация энергетических систем. Часть 3. Специальная системная противоаварийная автоматика. Новочеркасск. 2008. 77 с.
27. Глушкин И.З., Ковалева Ю.В., Хвоцинская М.А. способ фиксации статической перегрузки межсистемной связи в трехмашинной схеме сети, Авторское свидетельство СССР 1790021, 1993.
28. Глушкин И.З., Чекаловец Л.Н. Устройство фиксации аварийной перегрузки электропередачи, вызванной аварийным небалансом активной мощности // Труды института "Энергосетьпроект", No. 7, 1976. pp. 132-140.
29. Розенблюм Ф.М. Измерительные органы противоаварийной автоматики

- энергосистем. Москва: Энергоиздат, 1981. 160 с.
30. Вайнштейн Р.А., Понамарев Е.А., Наумов В.А., Разумов Р.В. Основы противоаварийной автоматики в электроэнергетических системах. Томск - Чебоксары: РИЦ "СРЗАУ", 2015. 182 с.
 31. Овчаренко Н.И. Автоматика энергосистем. Москва: Издательский дом МЭИ, 2009. 476 с.
 32. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. / Под редакцией А.Ф. Дьякова. Москва: НЦ ЭНАС, 2000.
 33. Беркович М.А., Комаров А.Н., Семенов В.А. Основы автоматики энергосистем. М: «Энергоиздат», 1981. 427 с.
 34. Беркович М.А., Гладышев В.А., Семенов В.А. Автоматика энергосистем. М: «Энергоатомиздат», 1991. 236 с.
 35. Ковалев В.Д. Методы и средства противоаварийного управления для обеспечения устойчивости электроэнергетических систем. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук в виде научного доклада. Москва. 1996. 56 с.
 36. Ковалев В.Д. Противоаварийное управление электроэнергетическими системами // Электричество, № 9, 2001.
 37. Проблемы диспетчерского и автоматического управления. Сборник докладов и статей. /Под редакцией А.Ф. Дьякова. Москва: МЭИ, 1997.
 38. Глушкин И.З., Васильев А.Н., Мельников П.В., Богаченко Д.Д., Ефремова И.Ю. Вопросы фиксации перегрузки в многомашинной схеме энергосистемы // Евразийский Научный Журнал, № 11, 2015.
 39. Ефремова И.Ю., Ефремов Д.Г., Глушкин И.З. Исследование свободного движения многомашинной энергосистемы // Региональная научно-техническая конференция студентов и аспирантов "Энергия-2011", 2011. pp. 78-85.
 40. Ефремова И.Ю., Ефремов Д.Г., Глушкин И.З. Алгоритм выявления перегрузки

- сечения в режиме реального времени для целей противоаварийной автоматики // Десятая международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых "Энергия-2015", 2015. С. 131-133.
41. Ефремова И.Ю., Ефремов Д.Г. Алгоритм выявления перегрузки сечения в режиме реального времени для целей противоаварийной автоматики // Вестник Российского национального комитета СИГРЭ, № 7, 2015. С. 63-65.
42. Ефремова И.Ю., Ефремов Д.Г., Глускин И.З. Управляемый пусковой орган противоаварийной автоматики // Двадцать вторая международная научно-техническая конференция студентов и аспирантов "Радиоэлектроника, электротехника и энергетика", 2016. С. 336.
43. Ефремова И.Ю., Ефремов Д.Г., Глускин И.З. Управляемая настройка пускового органа противоаварийной автоматики // Одиннадцатая международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых "Энергия-2016", 2016. С. 126-127.
44. Ефремова И.Ю., Ефремов Д.Г., Глускин И.З. Пусковой орган противоаварийной автоматики по углу, выявление места и величины небаланса мощности в энергосистеме // Двенадцатая международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых "Энергия-2017", 2017. pp. 107-109.
45. Ефремова И.Ю., Глускин И.З. Разработка структурной схемы адаптивного пускового органа автоматики предотвращения нарушения устойчивости // Вестник ИГЭУ, № 6, 2017. С. 16-24.
46. Ефремова И.Ю., Глускин И.З. Пусковой орган противоаварийной автоматики по углу, выявление места и величины небаланса мощности в энергосистеме. // Двадцать третья международная научно-техническая конференция студентов и аспирантов "Радиоэлектроника, электротехника и энергетика", 2017. С. 413.
47. Ефремова И.Ю., Глускин И.З. Адаптивный пусковой орган ПА по углу в многомашинной схеме // Релейная защита и автоматизация, № 2, 2017. С. 44-

- 51.
48. Ефремова И.Ю., Глушкин И.З. Адаптивная настройка пускового органа противоаварийной автоматики для транзитов с промежуточными отборами мощности // *Электричество*, № 2, 2017. С. 13-17.
49. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. «Высшая школа», 1985. 536 с.
50. Бурман А.П., Бутырин П.А., Виссарионов В.И., Глазунов А.А.и.д. Основы современной энергетики: Курс лекций для менеджеров энергетических компаний. В двух частях./ Под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. Часть 2. Современная электроэнергетика./Под ред. профессоров А.П. Бурмана и В.А. Строева. Москва: МЭИ, 2003. 454 с.
51. ОАО «СО ЕЭС». СТО 59012820.29.240.001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. Москва. 2011. 30 с.
52. Алексеев О.П., Козис В.Л., Кривенков В.В., Морозкин В.П., Овчаренко Н.И., Орнов В.Г., Панфилов Н.И., Рожков М.Г., Семенов В.А. Автоматизация электроэнергетических систем. Москва: Энергоатомиздат, 1994. 448 с.
53. АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ». СТО 59012820.29.020.002-2017. «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики разгрузки при перегрузке по мощности. Нормы и требования». Москва. 2017. 26 с.
54. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ. СО 153-34.20.576-2003-е изд. УТВЕРЖДЕНЫ Приказом Минэнерго России От 30.06.2003 № 277., 2003.
55. Меркурьев Г.В., Шаргин Ю.М. Устойчивость энергосистем Т.2. СПб: НОУ "Центр подготовки кадров энергетики", 2008. 376 с.

56. НЕКОММЕРЧЕСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ». Исследование эффективности автоматического управления пропускной способностью ЛЭП 220-500-1150 кВ НЭС Казахстана с разработкой алгоритмов управления для обеспечения устойчивости. Алматы. 2013.
57. Кощеев Л.А. Об оценке эффективности централизованной системы противоаварийной автоматики. // Известия НТЦ Единой энергетической системы, № 74, 2016. С. 80-87.
58. Кощеев Л.А., Шульгинов Н.Г. ЦСПА на базе алгоритмов нового поколения – очередной этап в развитии противоаварийного управления в энергосистемах // ИЗВЕСТИЯ НТЦ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ, № 1(68), 2013. С. 7-13.
59. Ефремов В.А. Адаптивный дистанционный принцип защиты и автоматики линий электропередачи и средства его реализации: Дисс. канд. техн. наук. Санкт-Петербург. 1993. 311 с.
60. Лямец Ю.Я. Адаптивные реле :Теория и прил. к задачам релейной защиты и автоматики электр. систем: Дисс.доктор техн. наук. Москва. 1994. 536 с.
61. Лямец Ю.Я., Воронов П.И., Мартынов М.В. Распознающая способность адаптивной дистанционной защиты линии электропередачи. // Электричество, № 5, 2016. С. 8-12.
62. Поляхов Н.Д., ТУАН Х.А. АДАПТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ СИНХРОННЫМ ГЕНЕРАТОРОМ НА ОСНОВЕ БЕЗЫНЕРЦИОННОГО ПАРАМЕТРИЧЕСКОГО АЛГОРИТМА // Электричество, № 12, 2014. С. 47-53.
63. Рупчев И.О. Адаптация параметров релейных защит от потери устойчивости узлов нагрузки систем промышленного электроснабжения: Дисс.канд. техн. наук. Москва. 2004. 149 с.
64. Шевцов М.В. Разработка и исследование алгоритмов адаптивного функционирования защиты от всех видов коротких замыканий на основе

- дистанционного принципа: Дисс.канд. техн. наук. Москва. 2003. 145 с.
65. Насыров Р.Р. Разработка системы активно-адаптивного регулирования напряжения в распределительных электрических сетях: Дисс.канд. техн. наук. Москва. 2013. 187 с.
 66. Матинян А.М., Ильин М.Д., Дони Н.А., Кошельков И.А., Шурупов А.А. Проверка работоспособности адаптивного ОАПВ и ТАПВ линии, оснащенной линейным УШРТ 500 кВ, методом НПЛ-тестирования на RTDS // Релейная защита и автоматизация, № 2, 2017. С. 20-28.
 67. Крумин О.К. Адаптация настроек регуляторов для практической стабилизации многосвязной энергосистемы: Дисс.канд. техн. наук. Братск. 2002. 143 с.
 68. Суворов А.А. Адаптивная идентификация параметров элементов электрической сети для задач оперативного и противоаварийного управления: Дисс.канд. техн. наук. Екатеринбург. 2003. 205 с.
 69. Налевин А.А. Исследование и разработка адаптивных алгоритмов выявления и ликвидации асинхронного режима для использования в микропроцессорной противоаварийной автоматике электроэнергетических систем: Дисс.канд. техн. наук. Москва. 2003. 166 с.
 70. Gajare S., Pradhan A.K., Terzija V. A Method for Accurate Parameter Estimation of Series Compensated Transmission Lines Using Synchronized Data // Power Systems IEEE Transactions on, No. 32, 2017. pp. 4843-4850.
 71. Rudez U., Mihalic R. Smart Technologies IEEE EUROCON 2017 -17th International Conference // WAMS Based Underfrequency Load Shedding With Short-Term Frequency Prediction. 2017. pp. 782-787.
 72. Sharma R.B., Dhole G.M. 2016 International Conference on Emerging Trends in Electrical Electronics & Sustainable Energy Systems (ICETEESSES) // Synchrophasor measurement network and its applications in Indian grid. Sultanpur. 2016. pp. 30-34.

73. WALL P., Papiya DATTARAY. Deployment and demonstration of wide area monitoring system in power system of Great Britain // Mod. Power Syst. Clean Energy, No. 4(3), 2016. pp. 506-518.
74. ОАО «СО ЕЭС». СТО 59012820.29.020.011-2016. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА. УСТРОЙСТВА СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ. Москва. 2016. 37 с.
75. Жуков А.В., Дубинин Д.М., Уткин Д.Н., Гайдамакин Ф.Н., Данилин А.В., Топорков Д.Н. Разработка и внедрение автоматической системы сбора информации с регистраторов системы мониторинга переходных режимов в ЕЭС России // Релейщик, № 3, 2013. С. 18–23.
76. Есипович А.Х., Смирнов А.Н. Анализ результатов мониторинга режимных параметров ЕЭС России с помощью СМПР в различных схемно-режимных условиях. // Известия НТЦ Единой энергетической системы, № 70, 2014. С. 70-84.
77. ИВАНОВ Ю.В., ЧЕРЕПОВ А.С., ДУБИНИН Д.М., САЦУК Е.И., ЖУКОВ А.В. Системный анализ архитектуры построения и свойств компонентов системы мониторинга переходных режимов. // Энергетик, № 3, 2016. С. 8-12.
78. Александров А.С., Максименко Д.М., Михайленко А.Ф., Неуймин В.Г. Развитие системы мониторинга запасов устойчивости с контролем динамической устойчивости для учета действия противоаварийной автоматики // Известия НТЦ Единой энергетической системы, № 76, 2017. С. 64-72.
79. Дехтерев А.И. Идентификация модели и контроль устойчивости ЭЭС по данным синхронизированных измерений: дис. канд. техн. наук. Новосибирск. 2011. 197 с.
80. Шахмаев И.З., Гайсин Б.М. О РАЗВИТИИ КАСКАДНЫХ ПРОЦЕССОВ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСАХ // ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, № 2, 2015. С. 1871-1876.

81. Неуймин В.Г. Комплекс Rastr. Екатеринбург: Учебно–научно–производственное предприятие «УПИ-Энерго», 1999. 93 с.
82. МОРОЗОВ И.И., ХОЛОДОВ Я.А., КРЫЛОВ Д.А., ГЕЛЛЕР О.В. Моделирование режимов глобальных электроэнергетических систем // ТРУДЫ МОСКОВСКОГО ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА., Т. 2, № 3, 2010. С. 46–52.
83. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электроэнергетических систем. «Энергия», 1979. 456 с.
84. Строев В.А. Переходные процессы электрических систем в примерах и иллюстрациях. Москва: Знак, 1996. 224 с.
85. Хрущев Ю.В. Методы расчета устойчивости энергосистем. Учебное пособие.. Томск. 2005. 176 с.
86. Осовенко В.В. Выбор рационального метода утяжеления для расчетов статической устойчивости при проектировании энергосистем: дис. канд. техн. наук. Энергосетьпроект, Москва. 1983. 174 с.
87. Герасимов А.С. Разработка методики, алгоритмов и программного комплекса для экспресс-анализа устойчивости и безитерационного расчета области существования режима сложного энергообъединения в пространстве активных мощностей генераторов: дис. канд. техн. наук. АО НИИПТ, Санкт-Петербург. 2002. 124 с.
88. Wolfram S. An Elementary Introduction to the Wolfram Language. Wolfram Media, 2015. 324 pp.
89. Лоханин Е.К., Скрыпник А.И. Диалоговый автоматизированный комплекс программ анализа режимов работы энергосистем. Том I Расчетные алгоритмы и математические модели элементов энергосистемы. Москва - Львов: «Энергосетьпроект» - «Элекс», 2006. 156 с.
90. Любимов Э.В. Mathcad. Теория и практика проведения электротехнических расчетов в среде Mathcad и Multisim. Наука и техника, 2012. 400 с.

91. Жуков А.В., Демчук А.Т., Дубинин Д.М. РЗА 2012 Тезисы докладов XXI международной научно-технической конференции // Развитие технологий векторной регистрации параметров для противоаварийного и режимного управления электрическими режимами энергосистем. Москва. 2012. С. 232-245.
92. Xu B., Abur A. Observability Analysis and Measurement Placement for Systems with PMUs // Proceedings of the IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, New York, 2004.
93. Курмак В.В. Совершенствование методов выявления и мониторинга опасных сечений электроэнергетической системы.: Дисс. канд. техн. наук. Иваново. 2012. 113 с.
94. Глушкин И.З. Разработка иерархической, эшелонированной системы противоаварийного управления электроэнергетическими объединениями: Дисс. доктор техн. наук. Москва. 2005. 258 с.
95. Глушкин И.З. Методы и средства автоматического управления энергосистемами в аварийных режимах: дис. канд. техн. наук. ОАО «ИНСТИТУТ «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ», Москва. 1998.
96. Сайт ГП «Альтеропауэр» [Электронный ресурс] // <http://www.alteropower.ru/>: [сайт].
97. Алексеев Е.Р., Чеснокова О.В. Решение задач вычислительной математики в пакетах Mathcad 12, MATLAB 7, Maple 9. НТ Пресс, 2006. 496 с.
98. Иглин С.П. Математические расчеты на базе Matlab. ВHV-Санкт-Петербург, 2005. 640 с.
99. Поршнева С.В. MATLAB 7. Основы работы и программирования. Бином. Лаборатория знаний, 2006. 320 с.
100. Важнов А.И. Переходные процессы в машинах переменного тока. Л: Энерги. Ленингр. отд-ние, 1980.
101. Черных В.И. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB,

SimPowerSystems и Simulink. М: ДМК Пресс, 2008. 288 с.

102. Сайт АТС «ОРЭМ» [Электронный ресурс] // <https://www.atsenergo.ru/>: [сайт].
103. Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. VII/Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова, А.В. Мошкарина. Москва: Энергоатомиздат, 2004. 548 pp.